




Escola Universitària d'Enginyeria
Tècnica Industrial de Barcelona
Consorci Escola Industrial de Barcelona

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

Anteproyecto

Memoria – Estudio económico - Anexos

PROYECTO FINAL DE CARRERA



"EVALUACIÓN DEL FACTOR DE ESCALADO ÓPTIMO EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA"

PFC presentado para optar al título de Ingeniería
Técnica Industrial especialidad Electricidad
por **Víctor García Mestre**

Barcelona, 17 de Enero de 2011

Tutor proyecto: Guillermo Velasco Quesada
Departament d'Enginyeria Electrònica (DEE)
Universitat Politècnica de Catalunya (UPC)

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA

Índice memoria	3
Resumen del anteproyecto.....	5
Capítulo 1: Definición y planteamiento	7
1.1. Objeto del proyecto	7
1.2. Justificación	7
1.3. Alcance	8
Capítulo 2: Introducción	9
2.1. Antecedentes	9
2.2. Principios básicos de la fotovoltaica.....	10
2.3. Descripción de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución eléctrica.....	11
2.4. El módulo solar fotovoltaico	12
2.4.1. Silicio amorfo	12
2.4.2. Teluro de cadmio.....	13
2.4.3. CIS o CIGS	13
2.4.4. Silicio monocristalino	13
2.4.5. Silicio multicristalino	14
2.4.6. Otras tecnologías.....	14
2.4.7. Frecuencia de las diferentes tecnologías modulares.....	15
2.4.8. Característica I-V del módulo fotovoltaico y el punto de máxima potencia (MPP)	15
2.5. Inversor	17
Capítulo 3: Cálculo de la radiación solar en el plano del generador FV 19	
3.1. Esquema de cálculo para la radiación real en superficie horizontal e inclinada	20
3.2. Ejemplo de evolución de la radiación solar mensual y diaria	23
Capítulo 4: Modelo matemático de generador FV.....	25
4.1. Potencia a la salida del generador en función de la temperatura de	

funcionamiento	26
4.1.1. Temperatura de funcionamiento	27
4.2. Ejemplo de potencia generada	28
Capítulo 5: Modelo matemático de inversor.....	31
5.1. Eficiencia del inversor	31
5.1.1. Curvas de eficiencia de los inversores.....	32
5.1.2. Comparación de los tipos de inversor seleccionados con inversores reales	34
5.2. Potencia a la salida del inversor.....	35
Capítulo 6: Modelo de pérdidas del sistema FV.....	37
6.1. Pérdidas energéticas de un sistema FV	37
6.2. Pérdidas energéticas provocadas por el cableado a partir de la corriente RMS.....	38
6.3. Otras pérdidas energéticas	39
Capítulo 7: Metodología de cálculo del factor de escalado óptimo	41
Capítulo 8: Bibliografía	45
8.1. Referencias bibliográficas	45
8.2. Bibliografía de consulta	47

ESTUDIO ECONÓMICO

Índice estudio económico.....	3
Capítulo 1: Planificación inicial.....	5
Capítulo 2: Presupuesto	7
2.1. Costes de personal	7
2.2. Costes de hardware y software.....	9
2.3. Otros costes.....	9
2.4. Coste total del proyecto.....	10
Capítulo 3: Diagramas de GANTT	11

ANEXOS

Modelo de trayectoria del sol y radiación solar de PVGIS



Escola Universitària d'Enginyeria
Tècnica Industrial de Barcelona
Consorci Escola Industrial de Barcelona

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

Memoria



“EVALUACIÓN DEL FACTOR DE ESCALADO ÓPTIMO EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”

PFC presentado para optar al título de Ingeniero
Técnico Industrial especialidad Electricidad
por **Víctor García Mestre**

Barcelona, 17 de Enero de 2011

Tutor proyecto: Guillermo Velasco Quesada
Departament d'Enginyeria Electrònica (DEE)
Universitat Politècnica de Catalunya (UPC)

ÍNDICE MEMORIA

Índice memoria	3
Resumen del anteproyecto.....	5
Capítulo 1: Definición y planteamiento	7
1.1. Objeto del proyecto	7
1.2. Justificación	7
1.3. Alcance	8
Capítulo 2: Introducción	9
2.1. Antecedentes	9
2.2. Principios básicos de la fotovoltaica.....	10
2.3. Descripción de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución eléctrica.....	11
2.4. El módulo solar fotovoltaico	12
2.4.1. Silicio amorfo	12
2.4.2. Telururo de cadmio.....	13
2.4.3. CIS o CIGS	13
2.4.4. Silicio monocristalino	13
2.4.5. Silicio multicristalino	14
2.4.6. Otras tecnologías.....	14
2.4.7. Frecuencia de las diferentes tecnologías modulares.....	15
2.4.8. Característica I-V del módulo fotovoltaico y el punto de máxima potencia (MPP)	15
2.5. Inversor	17
Capítulo 3: Cálculo de la radiación solar en el plano del generador FV 19	
3.1. Esquema de cálculo para la radiación real en superficie horizontal e inclinada	20
3.2. Ejemplo de evolución de la radiación solar mensual y diaria	23
Capítulo 4: Modelo matemático de generador FV.....	25
4.1. Potencia a la salida del generador en función de la temperatura de funcionamiento	26
4.1.1. Temperatura de funcionamiento	27
4.2. Ejemplo de potencia generada	28
Capítulo 5: Modelo matemático de inversor.....	31
5.1. Eficiencia del inversor	31

5.1.1.	Curvas de eficiencia de los inversores	32
5.1.2.	Comparación de los tipos de inversor seleccionados con inversores reales	34
5.2.	Potencia a la salida del inversor.....	35
Capítulo 6: Modelo de pérdidas del sistema FV		37
6.1.	Pérdidas energéticas de un sistema FV	37
6.2.	Pérdidas energéticas provocadas por el cableado a partir de la corriente RMS	38
6.3.	Otras pérdidas energéticas	39
Capítulo 7: Metodología de cálculo del factor de escalado óptimo		41
Capítulo 8: Bibliografía		45
8.1.	Referencias bibliográficas	45
8.2.	Bibliografía de consulta	47

Anexo a la memoria: Modelo de trayectoria del sol y radiación solar de PVGIS

RESUMEN DEL ANTEPROYECTO

El contenido del anteproyecto está estructurado en 6 capítulos. Por una parte, en el Capítulo 1: Definición y planteamiento se definen los objetivos y la justificación del tema principal del proyecto: el cálculo del factor de escalado óptimo en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, mientras que en el Capítulo 2: Introducción, se definen los antecedentes así como unos principios básicos de la fotovoltaica donde se explica en qué consiste un sistema fotovoltaico así como el funcionamiento y clasificación de sus partes principales.

Por otra parte se desarrollan los modelos matemáticos que se utilizarán en el proyecto y el método utilizado para el cálculo del factor de escalado óptimo. En el Capítulo 3: Cálculo de la radiación solar en el plano del generador, Capítulo 4: Modelo matemático de generador FV, Capítulo 5: Modelo matemático de inversor y Capítulo 6: Modelo de pérdidas del sistema FV se desarrollan, respectivamente, los modelos de radiación, generador FV, inversor y pérdidas presentes en un sistema FV que se usarán en las posteriores simulaciones informáticas.

Por último, el método usado para el cálculo del factor de escalado óptimo queda detallado en el Capítulo 7: Metodología de cálculo del factor de escalado óptimo, a partir de los diagramas de flujo y expresiones correspondientes.

CAPÍTULO 1:

DEFINICIÓN Y

PLANTEAMIENTO

1.1. Objeto del proyecto

El propósito de este proyecto es calcular el factor de escalado óptimo de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red para distintas situaciones geográficas, que serán caracterizadas por sus condiciones ambientales de radiación solar y temperatura, además de distintas tecnologías fotovoltaicas y tipos de inversores con el objetivo de determinar algún tipo de relación entre dichos factores. Para ello se realizarán simulaciones informáticas a partir de modelos matemáticos que describen el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

1.2. Justificación

La elección de la potencia nominal del inversor a la hora de dimensionar una instalación fotovoltaica es un factor a tener muy en cuenta ya que condicionará enormemente la energía generada y, consecuentemente, el rendimiento de la instalación. Si ya de por sí las eficiencias de conversión de energía solar a energía eléctrica de los módulos solares, en torno al 12 %, no son demasiado elevadas respecto a otras formas de transformación de la energía, hay que procurar que la energía generada por éstos se aproveche al máximo.

Si se escoge una potencia del inversor demasiado baja, la potencia generada por los módulos quedará limitada a niveles de irradiancia altos en el caso que ésta supere el valor nominal del inversor por lo que se estará desaprovechando la energía solar. En el caso contrario, sobredimensionar un inversor significa aumentar los costes del proyecto. Por lo que la elección de la potencia nominal

del inversor no depende tanto de la potencia nominal fotovoltaica instalada sino de la potencia generada por los módulos solares.

El factor de escalado es el ratio entre la potencia nominal del inversor y la de los módulos solares y es un valor importante para maximizar el rendimiento de un sistema fotovoltaico. Este factor es el que permitirá decidir que potencia de inversor escoger en función de la potencia de los módulos fotovoltaicos instalados para una generación energética máxima.

En proyectos de instalaciones fotovoltaicas se suelen adoptar valores típicos del factor de escalado, que en Europa son de entre 0,65 y 0,8 en zonas del norte, de entre 0,75 y 0,9 en zonas del centro y de entre 0,85 y 1 en el sur. De todas maneras, estos valores tabulados no tienen en cuenta las particularidades de la instalación, como pueden ser la tecnología fotovoltaica y tipo de inversor usados, por lo que pueden conllevar a un dimensionado no del todo óptimo de la instalación.

Por lo tanto, obtener el factor de escalado óptimo que permita una generación máxima requiere predecir la producción energética del sistema fotovoltaico con el objetivo de decidir adecuadamente las características principales de la instalación.

1.3. Alcance

Este proyecto pretende calcular el factor de escalado de los sistemas fotovoltaicos conectados a red y encontrar algún tipo de dependencia que lo describa. Para ello se simulará la producción energética de sistemas fotovoltaicos bajo las condiciones climáticas de distintos puntos del territorio español.

Estas simulaciones se realizarán para distintos ángulos de inclinación de los módulos así como de su nivel de integración arquitectónica (en soporte inclinado, integrado en edificio sobre fachada, sobre tejado, etc.), tipo de tecnología utilizada (silicio cristalino, silicio amorfo, telururo de cadmio, etc.) y características del inversor.

Además, se tratará de realizar un mapa de factor de escalado para observar de forma gráfica los resultados obtenidos mediante el software libre de interpretación geoespacial de datos GRASS GIS.

CAPÍTULO 2:

INTRODUCCIÓN

2.1. Antecedentes

La demanda mundial de sistemas fotovoltaicos ha crecido continuamente durante los últimos 20 años convirtiéndose en una parte relevante tanto para el sector doméstico como en el industrial. La necesidad de una alternativa a las energías no renovables y contaminantes con tal de reducir las emisiones de CO₂ además de una solución de generación eléctrica en zonas aisladas es la fuerza que mueve la industria fotovoltaica actualmente. De hecho, un gran número de gobiernos se suscribieron al protocolo de Kyoto con el objetivo de reducir la emisión de gases de efecto invernadero y apoyar la explotación y desarrollo de las energías renovables, como la radiación solar, el viento, el gas natural y la biomasa.

La energía solar es indudablemente una fuente de energía muy interesante debido a que las centrales fotovoltaicas, capaces de convertir la energía radiada por el sol en energía eléctrica, tienen un reducido coste de mantenimiento, no emiten ruido y pueden ser dimensionadas desde pocos kilovatios hasta varios megavatios, además de existir la posibilidad de integrarse por completo en un edificio.

De todas maneras hay poca difusión de las centrales fotovoltaicas, no debida a los costes sino a la baja eficiencia de las células fotovoltaicas en convertir la energía radiada por el Sol en energía eléctrica. Hoy en día, la eficiencia en esta conversión de energía es de entre un 13% y un 15% cuando las células fotovoltaicas operan a su nivel máximo.

2.2. Principios básicos de la fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica permite la generación de energía eléctrica en corriente continua (DC) a partir de semiconductores cuando éstos están iluminados por fotones. El elemento individual fotovoltaico es la célula solar y mientras le incide luz ésta generará energía eléctrica.

Las células solares están hechas de semiconductores que tienen una banda de energía llamada banda de valencia con electrones débilmente ligados al átomo. Cuando a la banda de valencia se le aplica una energía superior a un cierto nivel, llamado energía de banda prohibida (band gap), se excitan los electrones de la banda de valencia y pasan a la banda de conducción.

La luz solar es un espectro de fotones con un amplio rango de energías. Fotones con la suficiente energía pueden excitar los electrones de la banda de valencia y generar energía eléctrica. En cambio, fotones con energía inferior al band gap no pueden excitar electrones y esta energía la absorbe la célula solar en forma de calor. Este hecho provoca que las células suelen operar a unos 20-30°C por encima de la temperatura ambiental.

El silicio (Si), uno de los materiales más abundantes en la corteza terrestre, es el semiconductor en forma cristalina usado en el 90% de las aplicaciones fotovoltaicas de hoy en día. A pesar de eso, hay otros materiales en desarrollo o en su etapa inicial de comercialización que pueden absorber mejor el espectro de la radiación solar: los semiconductores de capa delgada. De este tipo de semiconductor, los que captan mayor atención hoy en día son el silicio amorfo, CIGS y el telururo de cadmio, que se describirán a continuación.

El comportamiento de una célula solar en función de la radiación incidente y de su temperatura queda representado en la curva característica corriente-tensión (I-V) donde se pueden observar los puntos de operación posibles según la tensión en bornes de la célula. En la Figura 2.1 se puede observar una típica curva I-V característica de una célula solar de silicio.

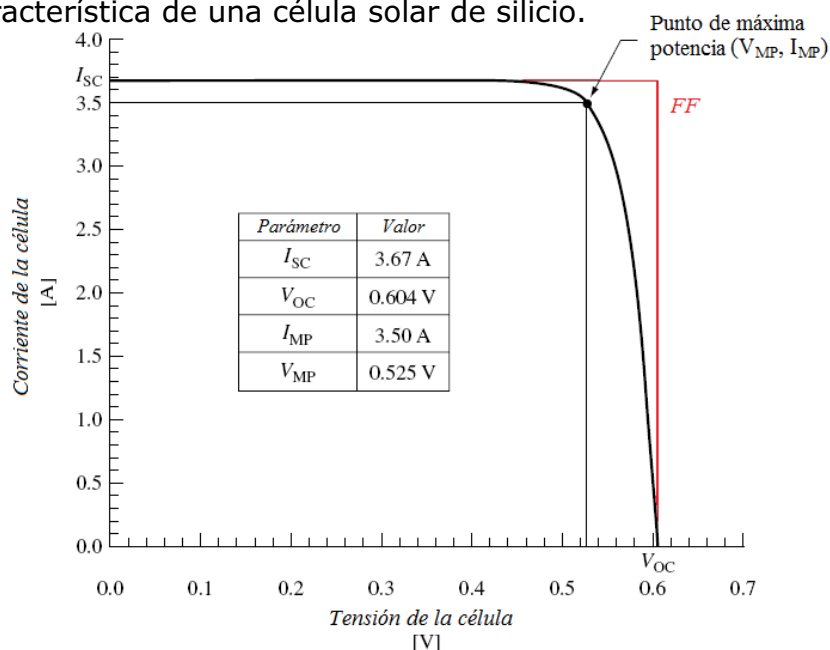


Figura 2.1 Curva I-V característica de una célula solar de silicio

La curva I-V de una célula ilustra algunas de sus características más importantes como son la corriente de cortocircuito (I_{SC}), la tensión de circuito abierto (V_{OC}) y el factor de llenado o fill factor (FF). Si a la célula se le aplica una tensión baja o cero la corriente que circula por ésta es la corriente de cortocircuito I_{SC} . Si la tensión aplicada es suficientemente elevada, el valor de corriente cae rápidamente hasta ser nulo en caso de llegar a la tensión de circuito abierto V_{OC} .

El rectángulo definido por los valores V_{OC} e I_{SC} permite caracterizar el punto de máxima potencia mediante el fill factor FF, que es una medida de lo cuadrada que es la característica I-V y siempre es menor que la unidad.

En la práctica, se interconectan un gran número de células solares y se encapsulan en unidades llamadas módulos fotovoltaicos, que es el producto usualmente vendido al consumidor. Los módulos fotovoltaicos producen corriente continua y se suele transformar a la más útil corriente alterna mediante un dispositivo electrónico llamado inversor.

2.3. Descripción de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución eléctrica

Los sistemas que integran módulos fotovoltaicos están formados por, obviamente módulos fotovoltaicos además de baterías, inversores, controladores y otros componentes según su aplicación específica. No todos los sistemas requieren todos estos componentes, de hecho, los sistemas conectados a la red que se tratan en este proyecto utilizan la red eléctrica como medio de "almacenaje" y por lo tanto las baterías no son necesarias.

En las aplicaciones conectadas a la red, el sistema fotovoltaico entrega directamente la energía eléctrica generada a la red. Se pueden distinguir dos tipos de aplicaciones en este tipo de sistemas fotovoltaicos, la generación distribuida y la central eléctrica. Un ejemplo de aplicación de generación distribuida es la de sistema fotovoltaico integrado en edificio en residencias o edificios comerciales. La potencia instalada de un sistema fotovoltaico en residencia es típicamente de 2 hasta 4 kWp. En edificios comerciales esta potencia instalada puede llegar a ser de 100 kWp o más.

Mientras que en este tipo de instalaciones la orientación e inclinación de los módulos está limitada a las características arquitectónicas del edificio, en las centrales eléctricas los módulos solares están instalados de manera que se genere la máxima cantidad de energía posible.

El sistema conectado a la red representa la parte más importante de la estrategia de los gobiernos para dar soporte al desarrollo de la energía fotovoltaica como energía limpia y renovable. En la Figura 2.2 se muestran estos dos tipos de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

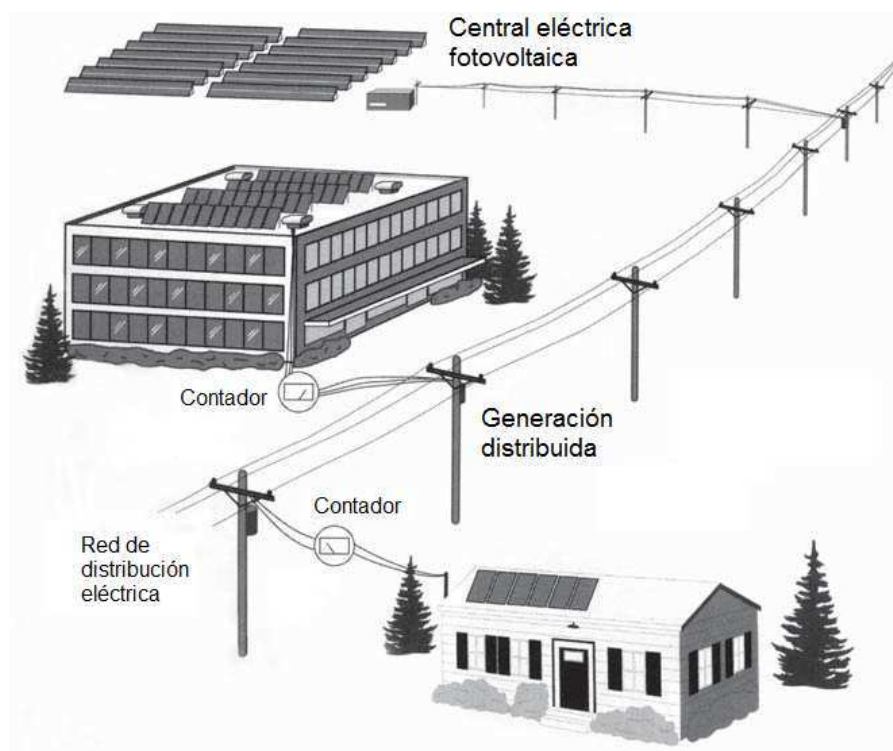


Figura 2.2 Esquema de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de distribución eléctrica

A continuación se describen los dos componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a la red: el módulo solar fotovoltaico y el inversor.

2.4. El módulo solar fotovoltaico

El módulo solar es la parte principal de un sistema fotovoltaico y es el encargado de convertir la energía solar en energía eléctrica por efecto fotovoltaico mediante las células con las que está formado. Los módulos fotovoltaicos están caracterizados por la potencia entregada en watts pico (Wp) bajo las condiciones STC (Standard Test Conditions) de 1 kW/m^2 de irradiación, una temperatura de la célula de 25°C y una masa de aire de 1,5 (adimensional).

Existen dos principales tecnologías de módulos fotovoltaicos dependiendo del material del cual están hechas sus células: de capa delgada (silicio amorfo, telururo de cadmio o CIS) y de silicio cristalino (silicio monocristalino y silicio multicristalino). A continuación se detallan sus características particulares.

2.4.1. Silicio amorfo

El silicio amorfo (a-Si) es la variante más antigua de la tecnología de capa delgada. Esta tecnología se fabrica depositando el semiconductor en fase gaseosa sobre un sustrato (vidrio o metal). A ello se añaden capas conductoras transparentes para transportar la corriente. En paralelo, un rayo láser divide la superficie en varias células para conseguir valores útiles de corriente y tensión. Con tal de minimizar las pérdidas de potencia en los conductores, en este último proceso se pretende dividir la superficie en muchas células pequeñas y conectadas en serie de manera que se generen bajas corrientes y elevadas tensiones.

La capa de silicio tiene una estructura desordenada, "amorfa", lo cual sólo permite eficiencias escasas. Con esta tecnología apenas se logra más del 6% de eficiencia modular (7% en el caso de una estructura multicapa).

Sus principales ventajas residen en la menor cantidad de material necesario, un mayor ahorro energético en la fabricación y, por lo tanto, un menor precio. A pesar de todo, el precio del silicio está bajando continuamente y el ahorro en material se relativiza ya que, al tener menor eficiencia, requieren un aumento de superficie del sistema y los costes que conlleva en la subestructura y el cableado.

A los módulos a-Si, así como a otras tecnologías de capa delgada, se les atribuye un muy buen comportamiento en condiciones de poca luminosidad. Aunque la realidad es que pueden lograr ciertas ventajas en regiones con alto porcentaje de radiación difusa.

2.4.2. Telururo de cadmio

El grupo americano First Solar actualmente es el único fabricante industrial de este especial tipo de módulos de capa delgada (existen otras empresas que están empezando a trabajar con este material). La combinación de eficiencias relativamente altas (entre el 9% y el 11%) y unos costes de producción sin competencia han contribuido al gran éxito comercial de los módulos de telururo de cadmio (CdTe).

Una de las mayores desventajas de esta tecnología es el uso del metal pesado cadmio, de elevada toxicidad. Aunque éste se utiliza en muy pequeñas cantidades en los módulos, e incluso en caso de incendio se liberan sólo en circunstancias extremas.

2.4.3. CIS o CIGS

Los semiconductores usados en los módulos CIS o CIGS se fabrican en base a la calcopirita de manera que contienen, en distintas proporciones, cobre e indio así como galio y selenio o azufre (de ahí a la abreviación CIS o CIGS).

Todas las variantes CIS son de difícil producción a escala industrial y además la disponibilidad del cobre y aún más del indio o del selenio es, hoy en día, limitada.

Por contrapartida, las eficiencias de esta tecnología de capa delgada alcanzan valores del 11% o del 12%, superando ligeramente las del silicio amorfo y las del telururo de cadmio. Además, esta tecnología tiene potencial para seguir mejorando, ya que a nivel de laboratorio se ha conseguido un 20% de eficiencia.

2.4.4. Silicio monocristalino

El silicio monocristalino es la tecnología más antigua de la fotovoltaica y la de mayores eficiencias. Un monocristal de silicio se forma cuando un cristal germen es estirado despacio y uniformemente de una colada de silicio. Aparece un cilindro con dos extremos puntiagudos. Estos se cortan, y después se realizan cuatro cortes en el cristal en dirección longitudinal para alcanzar una sección cuadrada con los cantos redondeados. Posteriormente, una sierra multihilos corta el cristal en centenares de discos. Estas obleas son los productos previos de las células solares.

Esta tecnología no solamente goza de una elevada cuota de mercado sino también de una ancha gama de calidad (dependiendo de la calidad de fabricación se pueden encontrar módulos con eficiencias muy altas o mediocres).

2.4.5. Silicio multicristalino

El silicio multicristalino, como su nombre indica, se compone de varios cristales. Para misma calidad, tiene una eficiencia menor al silicio monocristalino aunque son más económicas en la producción: el silicio se solidifica en crisoles y es cortado en bloques cuadrados que, a continuación, se cortan en obleas mediante sierras multihilos. De ahí se producen células solares de forma cuadrada, que se pueden disponer en el módulo con poca distancia entre sí, de manera que hay un mejor aprovechamiento de la superficie.

Además, esta tecnología permite un menor consumo de material y energía en la producción. Con estas características, el silicio multicristalino tiene la mayor cuota de mercado entre todas las variantes de módulos, aunque el espectro de calidad es muy extenso.

2.4.6. Otras tecnologías

En la tecnología de silicio cristalino, existen también módulos de cintas de silicio (ribbon), limitadas a una eficiencia del 13,4% y con un bajo coste de producción debido a la menor utilización de silicio, aunque las propiedades del material flaquean en algunos puntos frente a las células fotovoltaicas convencionales.

También existen los denominados módulos de alto rendimiento como son las células de contacto posterior y las células HIT. Las células de contacto posterior se basan en el simple hecho de pasar las barras de contactos entre células al lado posterior de manera que se aumenta la superficie de silicio expuesta al sol y, consecuentemente, su eficiencia. La empresa estadounidense Sunpower Corp es la triunfadora en esta tecnología ya que ofrecen unos módulos con una eficiencia del 19% además de utilizar un silicio especialmente puro en un proceso de fabricación de alto nivel tecnológico.

Las células HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin Layer) se fabrican envolviendo una oblea de silicio monocristalino con dos capas de silicio amorfo. Este tipo de células tienen eficiencias de laboratorio en torno al 23% y es el líder entre las tecnologías que se pueden explotar industrialmente. Los módulos de esta tecnología que actualmente se fabrican tienen unas eficiencias de entre el 17% y el 19%. Hay que tener en cuenta que, al combinar dos materiales con distintas sensibilidades espectrales (el silicio cristalino es más sensible a la banda infrarroja mientras que el silicio amorfo lo es a la banda azul) por lo que la célula HIT tiene una buena respuesta, hasta cierto grado, tanto frente a la radiación directa como a la difusa.

Sunpower Corp también lidera actualmente esta tecnología, por delante de empresas como la japonesa Sanyo Electric Company Ltd.

2.4.7. Frecuencia de las diferentes tecnologías modulares

En la Figura 2.3 se representan los resultados realizados por el equipo de investigación de la revista Photon a partir de 3146 modelos de módulos fotovoltaicos de 165 fabricantes y que indican la frecuencia de las distintas tecnologías modulares en el mercado en el 2010.

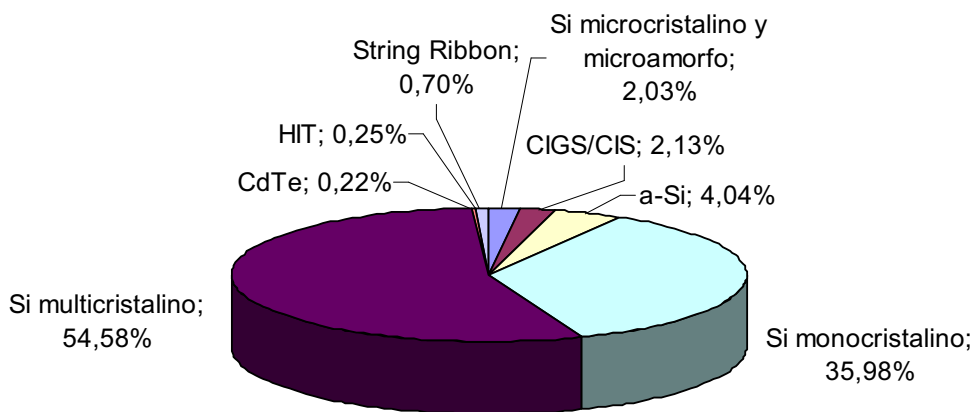


Figura 2.3 Frecuencia mundial de las diferentes tecnologías modulares en el 2010

Las tecnologías cristalinas (silicio monocristalino y silicio multicristalino) representan aproximadamente el 90% del mercado ya que son las más desarrolladas y ampliamente extendidas y consecuentemente con un coste menor y una mayor eficiencia. Por lo que hace a la potencia pico del silicio cristalino, la media ha aumentado en los últimos 10 años hasta alcanzar unos 200 Wp mientras que la eficiencia media se sitúa en torno al 14%.

2.4.8. Característica I-V del módulo fotovoltaico y el punto de máxima potencia (MPP)

La energía entregada por un módulo solar depende principalmente de la radiación incidente y su temperatura de funcionamiento. Los puntos de trabajo posibles de un módulo solar quedan representados por las curvas de corriente-tensión (I-V) características que dependen de dichos factores. En la Figura 2.4 se muestran estas curvas bajo distintos valores de radiación y temperatura de un módulo de silicio multicristalino.

En estas curvas se puede apreciar la corriente de cortocircuito I_{SC} así como la tensión de circuito abierto V_{OC} . Según como estén interconectadas las células en el módulo, estos valores se parecerán en mayor o menor medida a los de la curva de la célula descrita en el apartado 2.2. Normalmente en un módulo las células se interconectan en serie de manera que en la curva característica I-V del módulo el valor de I_{SC} se mantendrá mientras que el valor de V_{OC} será el de la suma de todas las células.

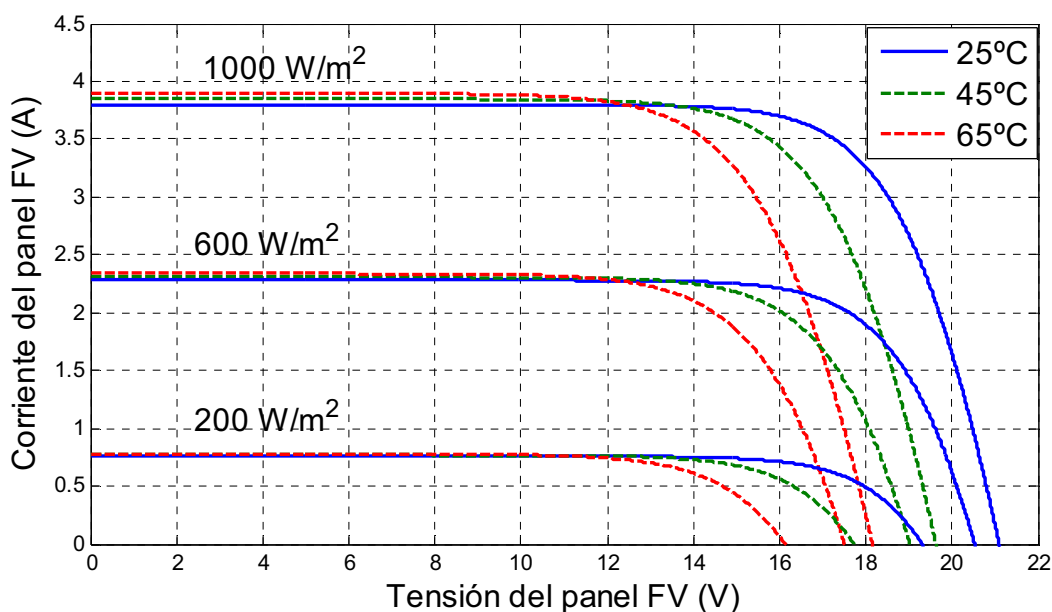


Figura 2.4 Curvas I-V características de un módulo de silicio.

Un decrecimiento de la radiación respecto a las condiciones STC (1000 W/m^2) conlleva una variación de la corriente de cortocircuito y por lo tanto de la respuesta del módulo en general. De la misma forma, si la temperatura es distinta a la de condiciones STC (25°C) cambia el momento en que la corriente decrece y por lo tanto el valor de V_{OC} .

Si se multiplican los valores de corriente y tensión de la curva I-V se obtienen las curvas homónimas de potencia, donde se puede intuir el punto de máxima potencia tal y como se muestra en la Figura 2.5.

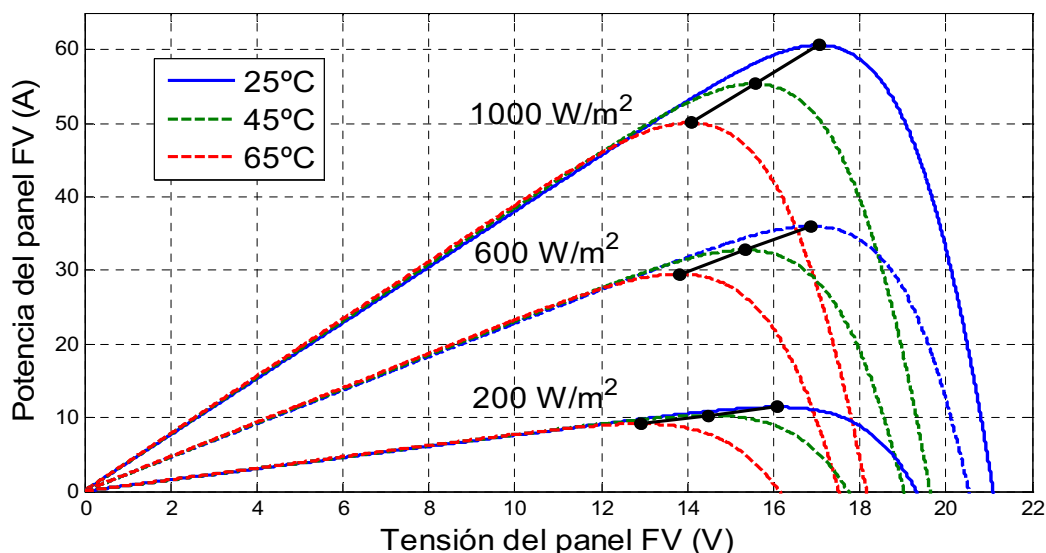


Figura 2.5 Curvas P-V características de un módulo de silicio de 60 Wp

Efectivamente, para cualquier valor de radiación incidente y temperatura del módulo existe un punto de trabajo en el que el módulo entrega la máxima potencia posible, el MPP (Maximum Power Point). De hecho el valor de potencia dado por el fabricante es la potencia en este punto en las condiciones STC (1000

W/m² y 25°C) que en el caso del módulo representado es 60 Wp. El MPP es el punto de trabajo en el que se pretende que el módulo esté operando siempre y eso se consigue mediante algoritmos de seguimiento llamados seguidores del punto de máxima potencia implementados en el inversor.

2.5. Inversor

El dimensionado de una instalación fotovoltaica conectada a la red empieza con la elección de un inversor. Éste determinará la tensión DC del sistema de manera que el generador fotovoltaico se configurará conforme las características de entrada del inversor. El inversor es el segundo componente más importante de un sistema fotovoltaico conectado a la red (después del generador fotovoltaico) ya que, a diferencia de otro tipo de instalaciones fotovoltaicas, en este caso hay que adecuar la potencia generada por los módulos para ser entregada y distribuida en la red eléctrica.

Por lo tanto, el inversor es de vital importancia en este tipo de instalaciones ya que convierte la potencia en corriente continua (DC) a corriente alterna (AC), de manera que a la salida haya una tensión de línea eficaz de 230 V en el caso de los inversores monofásicos o de 400 V en el caso de los inversores y a una frecuencia de 50 Hz.

La eficiencia de conversión del inversor es un factor a tener muy en cuenta debido al elevado coste de producción de la electricidad generada por el sistema fotovoltaico. Hay que procurar que el inversor tenga una alta eficiencia no solo a su potencia nominal sino también en los puntos de trabajo por debajo de ésta.

A parte de procurar una conversión eficiente, la electrónica del inversor incluye componentes para asegurar que su operación empieza en el momento en que los módulos fotovoltaicos entregan suficiente energía durante la mañana. Si no fuera así, el inversor requeriría energía de la red. Además, el inversor dispone de un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) de manera que se reajusta continuamente al punto de trabajo más favorable.

Por último, el inversor incluye elementos de protección, que lo desconectan automáticamente en caso de irregularidades tanto por parte de la red como del generador fotovoltaico, además de equipos de medida que miden y registran continuamente la potencia, tensión, corriente y otros parámetros seleccionados.

CAPÍTULO 3:

CÁLCULO DE LA

RADIACIÓN SOLAR

EN EL PLANO DEL

GENERADOR FV

Para el cálculo de la radiación solar incidente en el plano del generador fotovoltaico (el conjunto de módulos capaces de entregar una determinada potencia pico) se va a utilizar la base de datos PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) de la comisión europea JRC (Joint Research Centre) disponible desde sus mapas interactivos que permiten conocer la radiación mensual y horaria para cualquier país europeo y plano del generador FV. Esta base de datos se basa en observaciones satelitales y medidas de estaciones meteorológicas proporcionadas por el ESRA (European Solar Radiation Atlas) que recoge valores medios durante los últimos 20 años, lo que le da mayor exactitud frente a mediciones piranométricas que otras bases de datos como SoDa que están referidas sólo al último año (Lorenzo 2010).

PVGIS se basa en un algoritmo que estima la radiación directa, difusa y reflejada en superficies horizontales o inclinadas. El modelo permite calcular la radiación diaria por integración de los valores de radiación en intervalos de tiempo regulares durante el día. Para cada intervalo de tiempo, el cálculo de radiación tiene en cuenta el sombreado provocado por accidentes geográficos, como pueden ser las montañas cercanas, a partir de la elevación del sitio en cuestión y su entorno.

En este capítulo se describe el esquema de cálculo utilizado en PVGIS para conocer la radiación en cualquier inclinación y orientación del plano del generador FV y ubicación de la instalación. El modelo se describe más detalladamente en el Anexo: Modelo de trayectoria del Sol y radiación solar de PVGIS.

El formato de los datos utilizados en PVGIS para el cálculo de la radiación son datos "raster" que pueden ser utilizados en software de sistemas geográficos de información (GIS) con el objetivo de poder representarlos en todo momento en forma de mapa. Por ejemplo, un mapa de radiación media anual en Europa está hecho a partir de una matriz de celdas que contienen el valor de radiación y cada una representa un punto del mapa.

3.1. Esquema de cálculo para la radiación real en superficie horizontal e inclinada

Para el cálculo de la radiación real en Europa, el modelo usado en PVGIS parte de la información contenida en tres mapas:

1. Mapa de elevación, realizado a partir de las observaciones satelitales en la misión espacial Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) realizadas conjuntamente con la National Geospatial-Intelligence Agency (NGA) y la NASA.
2. Mapa de factor de turbidez Linke, realizado a partir de la interpolación de los valores disponibles en la base de datos mundial de dicho factor (Remund et al., 2003). Estos valores indican el nivel de absorción y dispersión de la radiación solar en cielos despejados debido al vapor de agua y las partículas de aerosoles.
3. Mapa de índice de claridad (ratio entre la radiación total medida G_{hS} y la calculada para un cielo despejado G_{hC}) realizado a partir de la interpolación de los datos de radiación mensual total G_{hS} , directa B_{hS} y difusa D_{hS} 566 estaciones meteorológicas europeas disponibles en el ESRA (Figura 3.1)

A partir de los mapas de elevación y del índice de turbidez Linke, el modelo de radiación desarrollado en PVGIS permite calcular el valor de radiación en cielo despejado G_{hC} . A su vez, como se puede observar en la parte superior de la Figura 3.2 estos valores de radiación se combinan con los datos de radiación G_{hS} medidos en las estaciones meteorológicas europeas con el fin de obtener el índice de claridad k_c y, por lo tanto, la radiación total real en superficie horizontal G_h [W/m^2]:

$$k_c = \frac{G_{hS}}{G_{hC}} \quad (3.1)$$

$$G_h = G_{hC} \cdot k_c \quad (3.2)$$

Para el cálculo de la radiación total real en una superficie inclinada se requiere calcular las tres componentes de la radiación (directa, difusa y reflejada) por separado. Primero se combina el valor de radiación en superficie horizontal G_h obtenido anteriormente con el ratio de radiación difusa D_{hS} y radiación total G_{hS} en superficie horizontal interpolados a partir de los valores medidos en las estaciones meteorológicas. De esta forma se logra obtener el valor de radiación directa B_h y difusa D_h real en superficie horizontal:

$$D_h = G_h \cdot \frac{D_{hS}}{G_{hS}} \quad (3.3)$$

$$B_h = G_h - D_h \quad (3.4)$$

Después se calculan estas dos componentes más la reflejada para una superficie inclinada a partir de las expresiones del modelo detalladas en el Anexo. Por último se obtiene la radiación total real en superficie inclinada como la suma de estas tres componentes tal y como se puede observar en la parte inferior de la Figura 3.2.

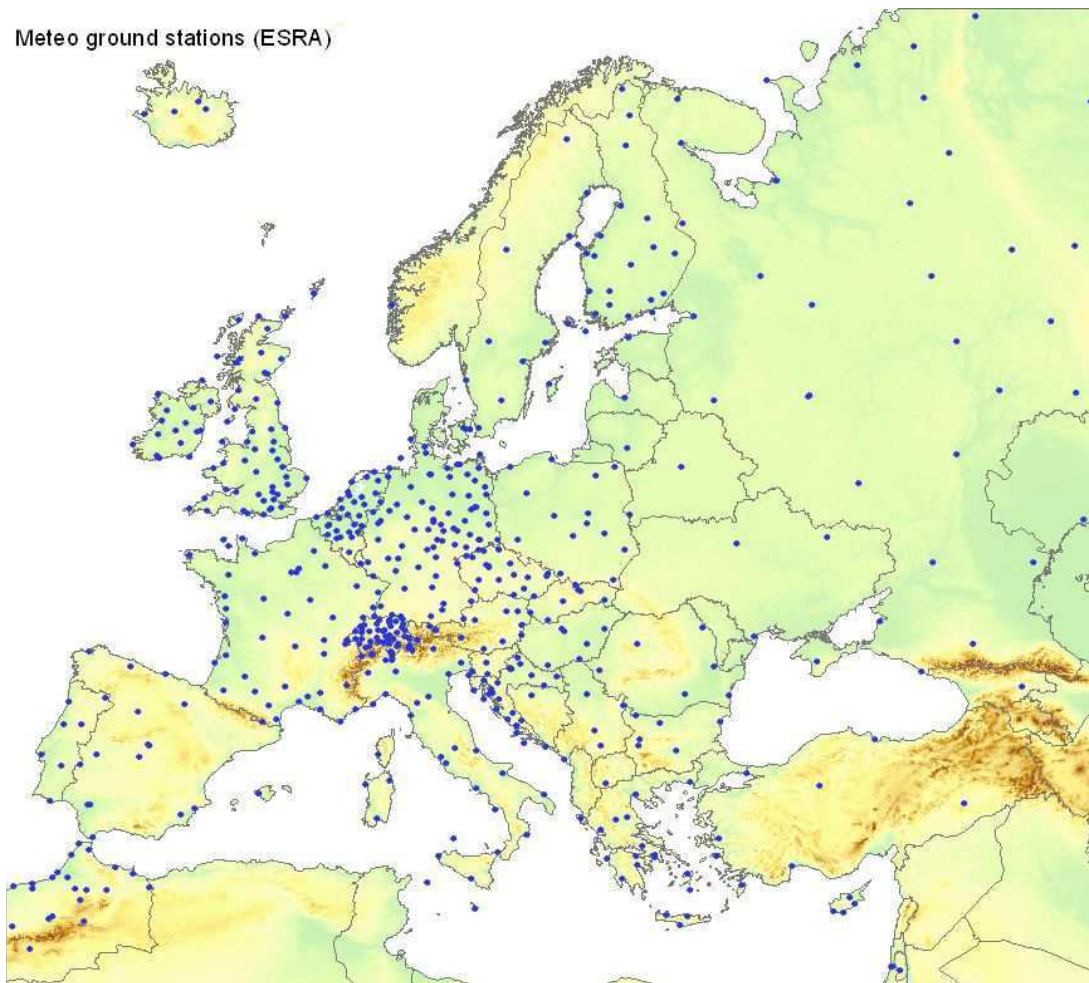
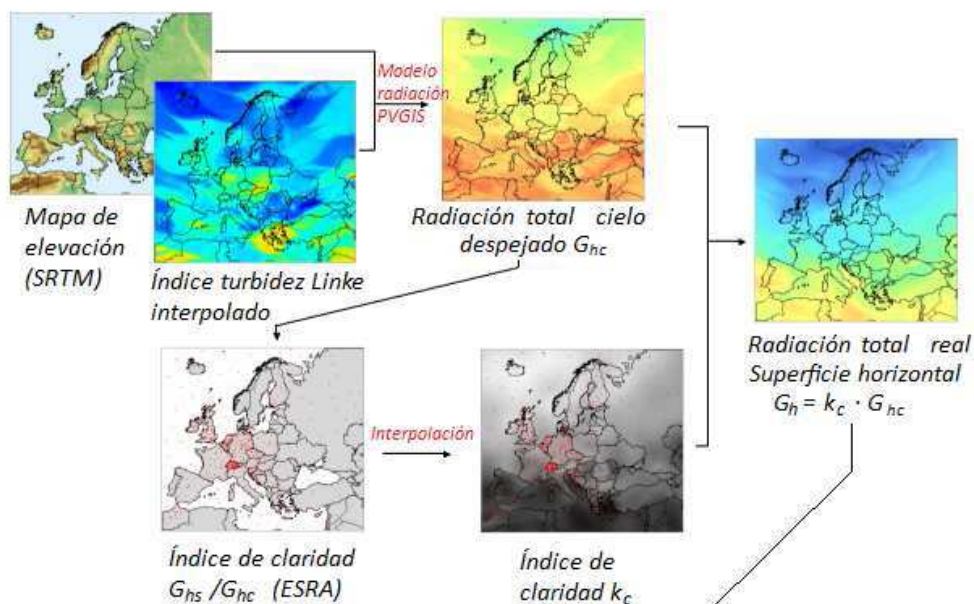


Figura 3.1 Las 566 estaciones meteorológicas terrestres del ESRA

Radiación en superficie horizontal



Radiación en superficie inclinada

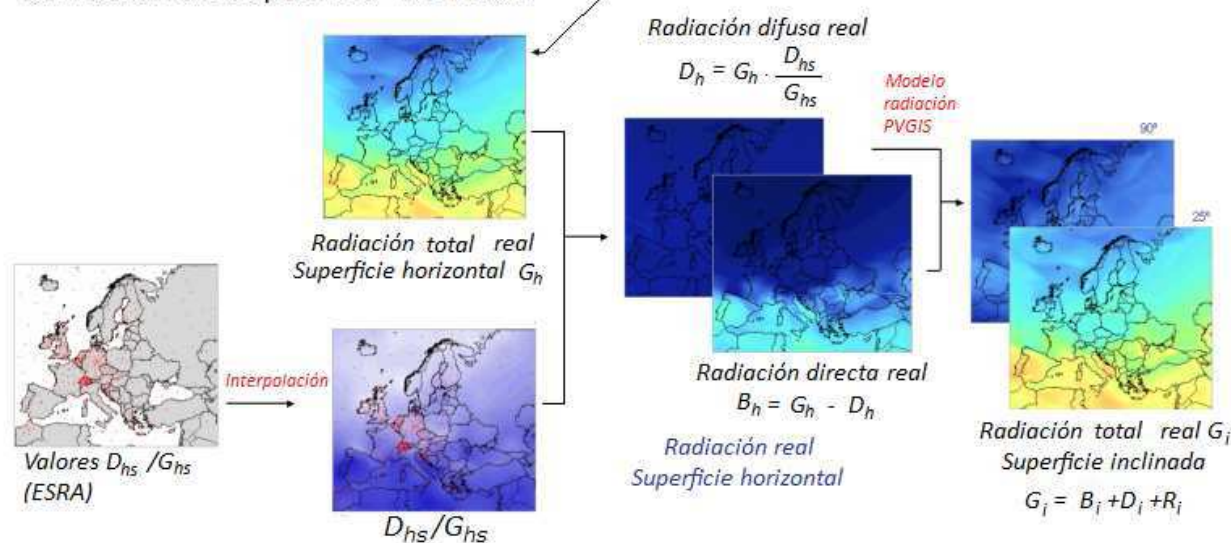


Figura 3.2 Esquema de cálculo de la radiación total real en superficie horizontal e inclinada, adaptado de PVGIS

Donde la radiación bajo cielo despejado ('clear-sky' en inglés) se refiere a un término usualmente tomado en este tipo de cálculos para designar la radiación que sólo depende de determinadas condiciones atmosféricas y de masa de aire variables con el tiempo.

En cambio, la radiación real tiene en cuenta la frecuencia de aparición de distintos niveles de radiación a causa de, por ejemplo, un cielo nublado, para un determinado lugar. Para obtener el valor de esta radiación se requiere el índice de claridad, calculado a partir de los datos de estaciones meteorológicas.

En el esquema de cálculo de la Figura 3.2, se realiza la distinción entre la radiación calculada mediante el subíndice 'c' y la medida en estaciones meteorológicas mediante 's' mientras que 'h' designa la radiación en superficie horizontal e 'i' en superficie inclinada. Cuando la componente de radiación está designada tan sólo con el subíndice 'h' o 'i' se trata de la radiación real.

3.2. Ejemplo de evolución de la radiación solar mensual y diaria

A modo de ejemplo se muestran en la Figura 3.3 y en la Figura 3.4 los valores disponibles en la base de datos PVGIS dada una posición en el mapa. En la Figura 3.3 se muestra la radiación media diaria ($\text{Wh/m}^2/\text{día}$) para cada mes del año en Barcelona para una superficie horizontal, una inclinada al ángulo óptimo (en este caso 36°) y para una superficie en vertical (como podría la fachada de un edificio). Además se muestra la temperatura media durante las horas de día (que serán las horas de producción del sistema FV).

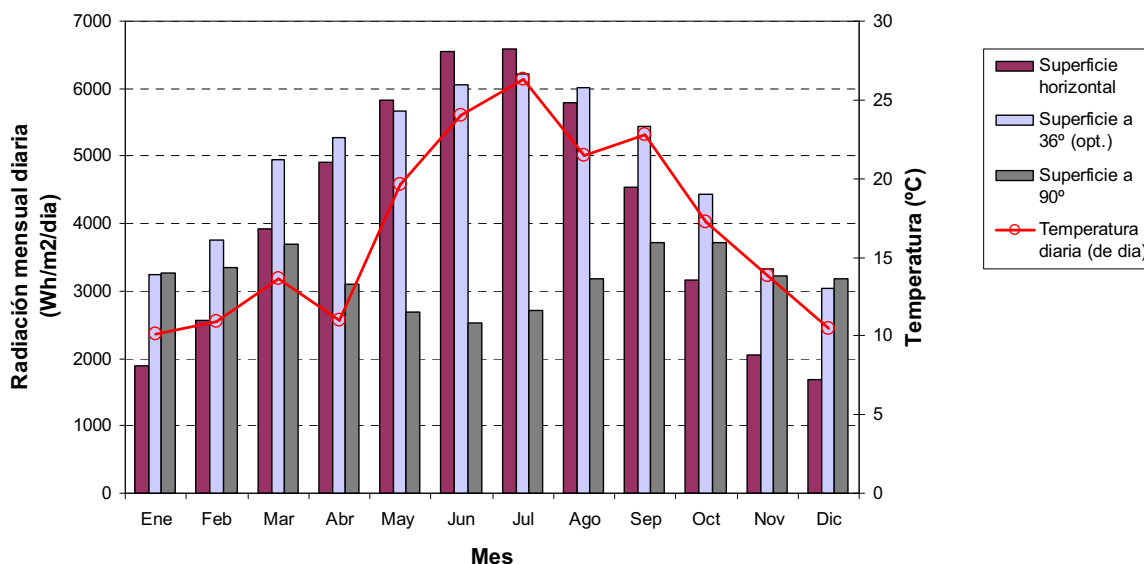


Figura 3.3 Radiación y temperatura media mensual en la ciudad de Barcelona

En la Figura 3.4 se observa la radiación diaria media para cada mes del año en la ciudad de Barcelona para un plano del generador FV de 36° de inclinación (ángulo óptimo) y 0° de orientación (de cara al sur).

En estas representaciones gráficas se comprueba el efecto del horizonte durante las primeras y últimas horas del día. Durante estas horas, la altura solar es más baja y por lo tanto las sombras más alargadas y los niveles de radiación presentan irregularidades. Esto es debido a que en PVGIS se tiene en cuenta las sombras producidas por elevaciones en el terreno. De todas maneras no se tienen en cuenta los edificios cercanos, como podría ser el caso de Barcelona.

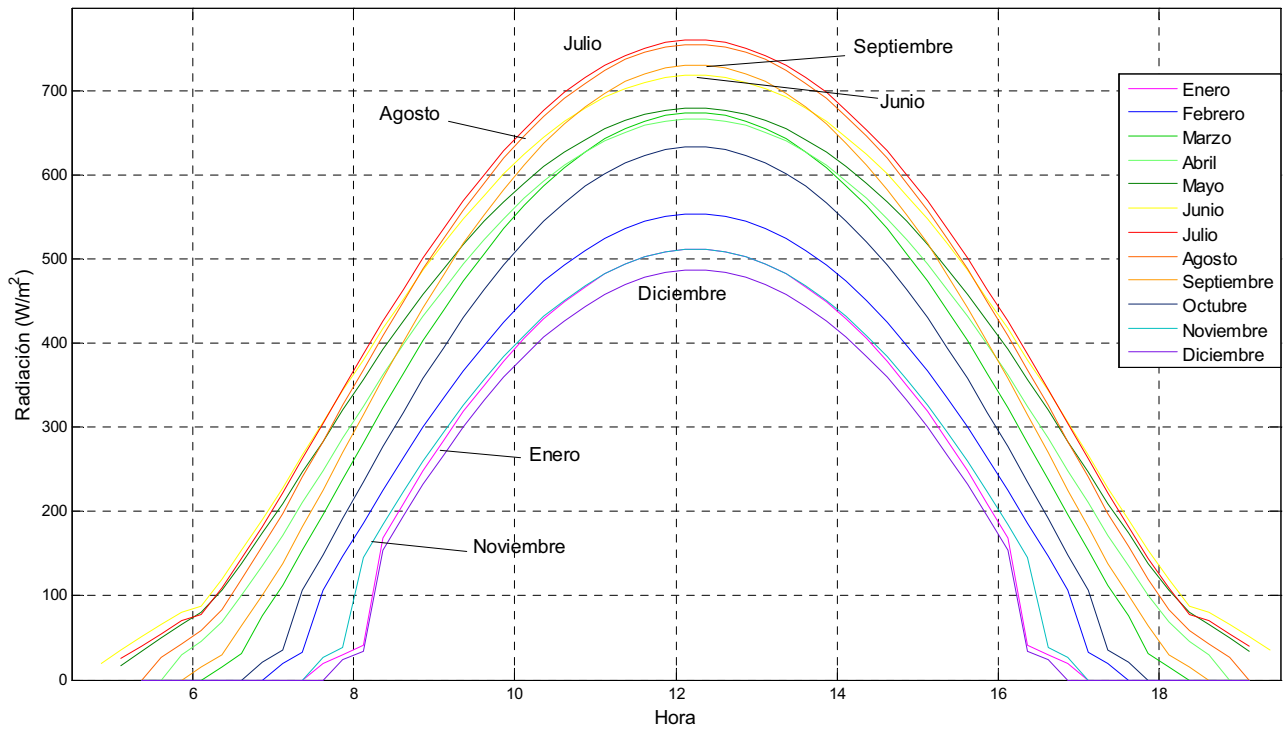


Figura 3.4 Radiación diaria media en la ciudad de Barcelona

En la Figura 3.5 se observa, para la misma situación, la temperatura diaria durante las horas de sol.

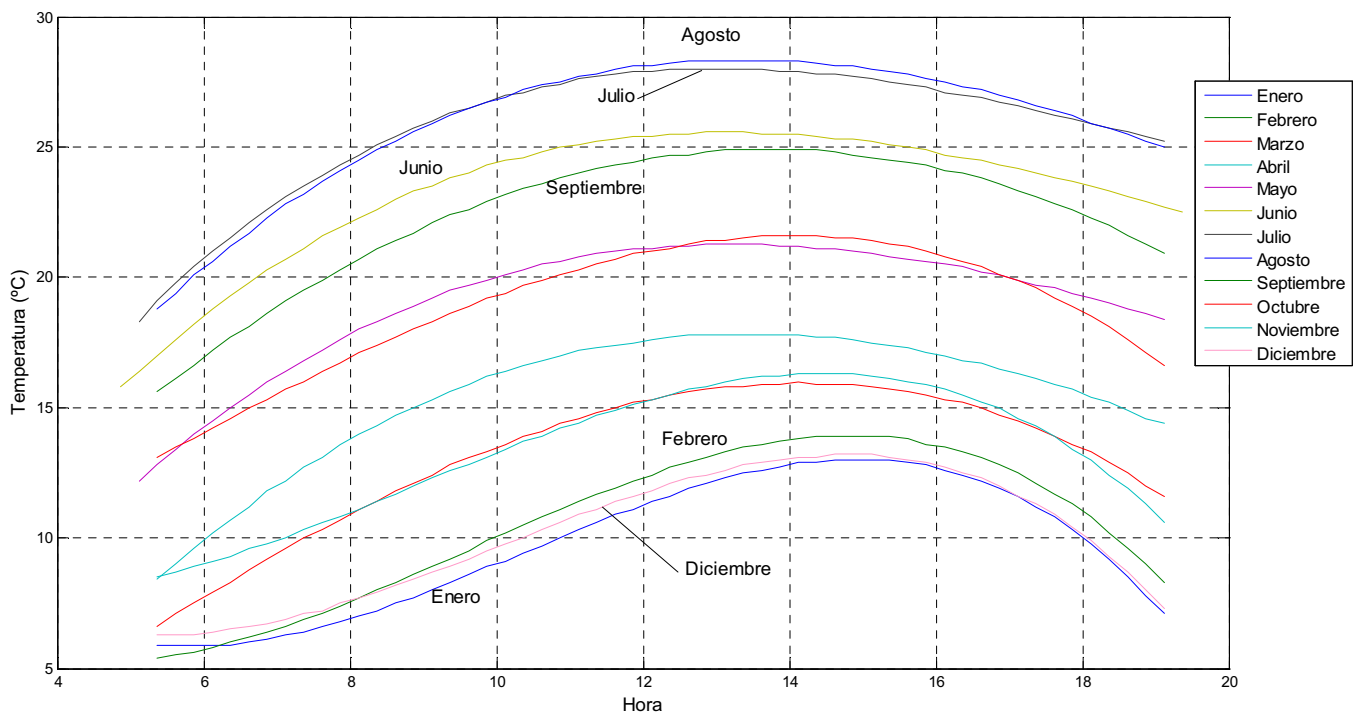


Figura 3.5 Temperatura diaria durante las horas de sol

CAPÍTULO 4:

MODELO

MATEMÁTICO DE

GENERADOR FV

Existen numerosas expresiones que relacionan la potencia de salida del generador fotovoltaico con parámetros característicos del material de los módulos fotovoltaicos usados así como de parámetros suministrados por el fabricante (como la tensión de circuito abierto, la corriente de cortocircuito, los coeficientes térmicos, etc.) además de la radiación incidente y de la temperatura de funcionamiento en los paneles. Estos modelos suelen proporcionar unos resultados de simulación muy buenos y permiten prever el comportamiento del generador de forma verosímil. El defecto de estos modelos es que requieren de una complejidad de cálculo elevada siendo necesaria en la mayoría de los casos métodos numéricos.

Para el propósito de este proyecto interesa una expresión que permita obtener, con relativamente poca complejidad de cálculo, la potencia tanto a la salida del generador fotovoltaico como a la del inversor cometiendo a la vez el mínimo error posible. El modelo propuesto a continuación parte de una expresión de la eficiencia de un generador FV propuesta por Evans y Florschuetz (1977) y que ha estado verificado en numerosas ocasiones por otros autores (Notton, et al. 2010; Fuentes, et al. 2007). Dicho modelo, pese a no diferenciar el comportamiento de las principales tecnologías fotovoltaicas, tiene la ventaja que proporciona unos resultados similares a otros modelos de mayor precisión que dependen de factores específicos de cada módulo.

4.1. Potencia a la salida del generador en función de la temperatura de funcionamiento

La potencia máxima que se puede extraer de una célula o módulo fotovoltaico está dada por la siguiente expresión que define el factor de llenado (FF, fill factor):

$$P_{MPP} = V_{MPP} \cdot I_{MPP} = (FF) \cdot V_{OC} \cdot I_{SC} \quad (4.1)$$

Tanto el factor de llenado como la tensión de circuito abierto decrecen con la temperatura ya que los electrones excitados térmicamente predominan en las propiedades eléctricas del semiconductor mientras que la corriente de cortocircuito aumenta, aunque muy poco (Zondag 2007). De manera que el efecto neto de la temperatura se obtiene con la siguiente relación lineal:

$$\eta_C = \eta_{Tref} [1 - \beta_{ref} (T_C - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_T] \quad (4.2)$$

Donde η_{Tref} es la eficiencia del módulo en la temperatura de referencia T_{ref} (que suele ser de 25°C, condiciones STC) en grados Kelvin y a una radiación solar de 1000 W/m². El coeficiente corrector de la potencia por temperatura β_{ref} y el coeficiente de radiación solar γ son propiedades del material, con valores de aproximadamente 0,004 °C⁻¹ y 0,12 respectivamente para el silicio cristalino. Esta relación se puede simplificar eliminando el último término, que se suele considerar despreciable (Evans 1981):

$$\eta_C = \eta_{Tref} [1 - \beta_{ref} (T_C - T_{ref})] \quad (4.3)$$

Los valores de η_{Tref} y β_{ref} son los dados por el fabricante del módulo, aunque en el caso que estos valores no sean proporcionados se pueden considerar valores típicos según el material del módulo fotovoltaico descritos en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Valores típicos para la eficiencia del módulo y el coeficiente de temperatura según la tecnología

	Eficiencia eléctrica $\eta_{25^\circ C}$ (%)	Coeficiente térmico $\beta_{25^\circ C}$ (%/°C)
Silicio monocristalino (Mono-Si)	13,0	0,40
Silicio policristalino (Poly-Si)	11,0	0,40
Silicio amorfo (a-Si)	5,0	0,11
Telururo de cadmio (CdTe)	7,0	0,24
CIS	7,5	0,46

Considerando que la eficiencia del módulo puede expresarse en función de la radiación incidente G_T y la superficie del módulo A como:

$$\eta_c = \frac{P_{DC}}{G_T \cdot A} \quad (4.4)$$

Se pueden combinar las expresiones de eficiencia 1.3 y 1.4 con el fin de obtener la dependencia de la potencia de salida del módulo fotovoltaico con la temperatura de trabajo:

$$P_{DC} = \eta_{T_{ref}} \cdot A \cdot G_T [1 - \beta_{ref} (T_C - T_{ref})] \quad (4.5)$$

4.1.1. Temperatura de funcionamiento

La temperatura de funcionamiento juega un papel importante en el proceso de conversión fotovoltaica. Tanto la eficiencia eléctrica como, consecuentemente, la potencia de salida de un módulo fotovoltaico dependen linealmente de la temperatura de funcionamiento; a mayor temperatura del módulo menor eficiencia (Skoplaki and Palyvos 2008). Como se puede observar en la Tabla 4.1, el silicio cristalino, que es una de las tecnologías dominantes en el mercado, presenta un elevado coeficiente de potencia. Este hecho provocará que a niveles altos de irradiancia, asociados a temperaturas de funcionamiento mayores, el generador fotovoltaico no alcance su potencia nominal.

La temperatura de funcionamiento de un módulo fotovoltaico depende fuertemente de la radiación incidente y de la velocidad del viento (sin depender prácticamente de la dirección de éste) y es prácticamente insensitiva a la temperatura ambiental (Griffith, et al. 1981).

La expresión más simple y explícita para la temperatura de funcionamiento de un módulo fotovoltaico relaciona ésta con la radiación solar incidente y la temperatura ambiental T_a (Ross 1976):

$$T_C = T_a + k_R \cdot G_T \quad (4.6)$$

En esta expresión lineal, que se corresponde a un módulo sin carga eléctrica ni viento, el parámetro dimensional k_R , conocido como el coeficiente de Ross, viene dado por la relación:

$$k_R = \frac{\Delta(T_C - T_a)}{\Delta G_T} \quad (4.7)$$

Dicho coeficiente tiene unos valores típicos de entre 0,02 y 0,04 K·m²/W (Buresch 1983) pero un estudio más reciente (Nordmann and Clavadetscher 2003) obtuvo unos resultados según el nivel de integración y el espacio de circulación del aire detrás de los módulos. En la Tabla 4.2 se muestran estos valores para varios esquemas o tipos de montaje estimados a partir de los gráficos mostrados en este último estudio.

Tabla 4.2 Valores del parámetro k_R adaptados de Nordmann and Clavadetscher (2003)

Tipo de montaje	Coeficiente de Ross k_R ($K \cdot m^2/W$)
Bien ventilado	0,02
En soporte libre	0,0208
En tejado plano	0,026
Mínimamente ventilado	0,0342
Integrado en fachada	0,0538
En tejado inclinado	0,0563

4.2. Ejemplo de potencia generada

Mediante el modelo descrito anteriormente se comprueba la potencia entregada por un generador FV de 1 kWp con distintas tecnologías FV: silicio monocristalino (m-Si), silicio policristalino (p-Si), silicio amorfo (a-Si), telururo de cadmio (CdTe) y CIS o CIGS. Para ello se supone una instalación tipo soporte libre y una en tejado inclinado (con los valores dados en la Tabla 4.2). En la Figura 4.1 se representa la temperatura del generador FV (ecuación (4.6)) diaria para cada tipo de instalación junto a la temperatura ambiente y la radiación incidente, para un plano inclinado 36° y orientado 0° (posición óptima) en Barcelona durante el mes de junio.

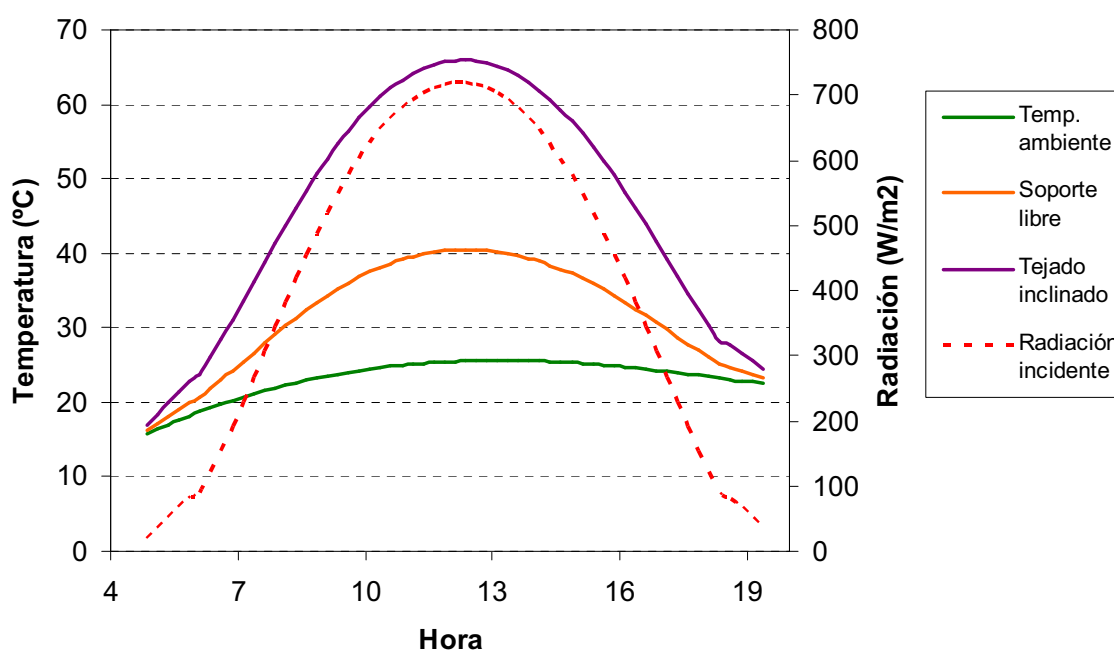


Figura 4.1 Temperatura del generador FV diaria para una instalación tipo soporte libre y una en tejado inclinado en junio en Barcelona

En la Figura 4.2 se representa gráficamente la potencia a la salida del generador FV para cada tecnología simulada mediante la ecuación (4.5) junto a su rendimiento normalizado, que es el ratio entre el rendimiento real y el rendimiento en condiciones STC.

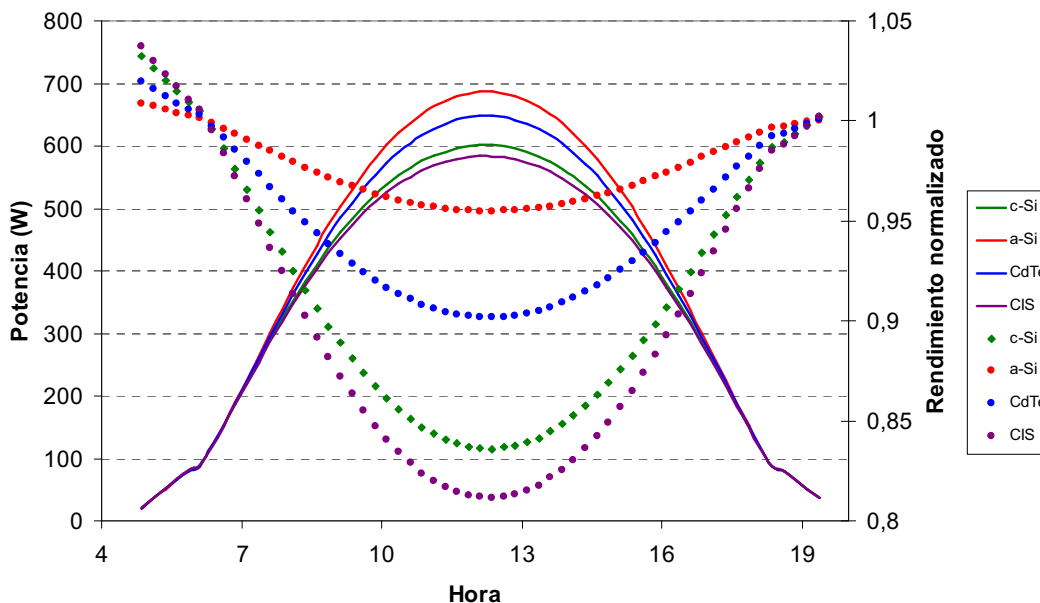


Figura 4.2 Potencia máxima entregada por el generador FV y su respectivo rendimiento normalizado para una instalación en tejado inclinado

Donde se han simplificado las tecnologías cristalinas en una sola (c-Si) ya que, al suponer un coeficiente de potencia igual para éstas, entregan la misma potencia. Se puede observar como las tecnologías a-Si y CdTe, que tienen un coeficiente térmico de potencia menor, presentan menos desviaciones respecto a su eficiencia nominal a mayores temperaturas que las tecnologías c-Si y CIS, con un coeficiente térmico mayor.

En la Figura 4.3, se representan los mismos datos pero en este caso para una instalación en soporte libre. En este tipo de instalación las temperaturas alcanzadas por el generador (Figura 4.1) son menores y el comportamiento de las cuatro tecnologías no está tan diferenciado como en el caso anterior.

Por último, en la Tabla 4.3 figuran algunos de los resultados de la simulación desglosados para las tecnologías utilizadas donde se puede comprobar que el generador de a-Si es el de más producción debido a su menor dependencia con la temperatura. Este hecho se acentúa en la instalación en tejado inclinado ya que el generador alcanza temperaturas más altas que en soporte libre. Por contra, el generador de a-Si tiene una eficiencia baja y por lo tanto una superficie necesaria para instalar 1 kWp mucho mayor que en el caso de las tecnologías de silicio cristalino (m-Si y p-Si).

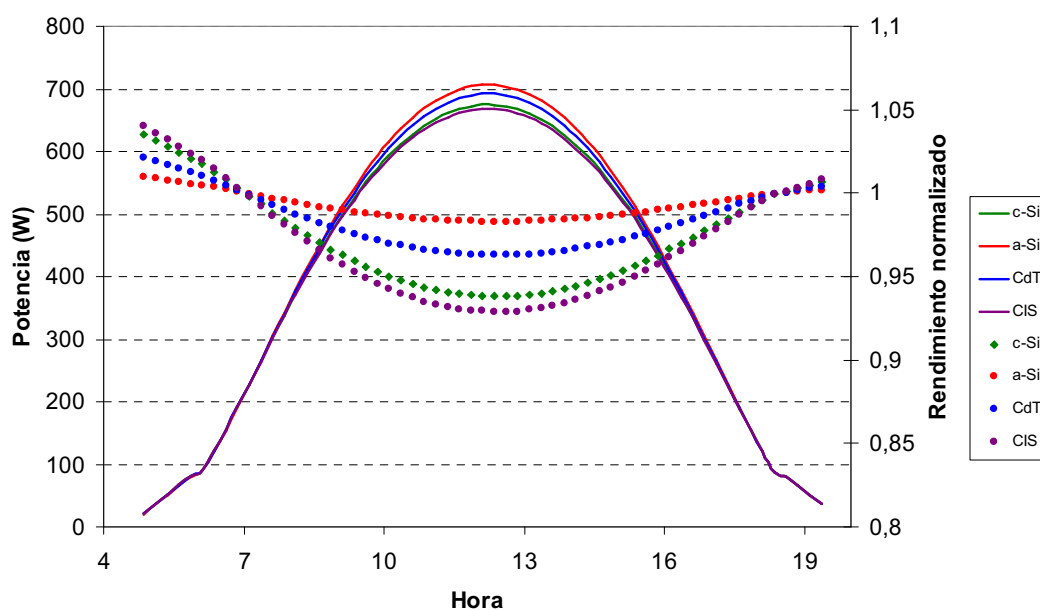


Figura 4.2 Potencia máxima entregada por el generador FV y su respectivo rendimiento normalizado para una instalación en soporte libre

Tabla 4.3 Resultados de la simulación para las cinco tecnologías

	Superficie necesaria para 1 kWp (m ²)	Eficiencia real (%)		Producción (Wh)	
		Tejado inclinado	Soporte libre	Tejado inclinado	Soporte libre
m-Si	7,69	11,41	12,43	5295,37	5769,58
p-Si	9,09	9,65	10,52	5295,37	5769,58
a-Si	20	4,83	4,94	5830,88	5961,28
CdTe	14,28	6,48	6,81	5590,82	5875,35
CIS	13,33	6,44	7,12	5184,58	5729,92

CAPÍTULO 5:

MODELO

MATEMÁTICO DE

INVERSOR

5.1. Eficiencia del inversor

La potencia entregada a la red por el sistema FV puede ser estimada multiplicando la potencia del generador FV por la eficiencia del inversor (despreciando las pérdidas) de manera que ésta se puede definir como la relación entre la potencia AC entregada a la red (P_{AC}) y la potencia de entrada al inversor (P_{DC}). Esta dependencia se suele representar en función de unos parámetros característicos del inversor que definen el comportamiento de éste a partir de su propio consumo y de pérdidas que dependen linealmente (caída de tensión en los diodos, etc.) o cuadráticamente (pérdidas resistivas, en el cableado, etc.) de la corriente (Muñoz, et al. 2009).

De forma más simplificada, se pueden agrupar las pérdidas que dependen de la corriente mediante una constante llamada k_{di} y otra que represente las pérdidas independientes (consumo propio) llamada p_0 (Schmid and Schmidt 1991). De esta manera, el rendimiento del inversor queda definido como:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{p}{p + p_0 + k \cdot p^2} \quad (5.1)$$

Donde la potencia normalizada p se describe como la relación entre la potencia entregada a la red y la potencia nominal del inversor ($P_{inv,N}$):

$$p = \frac{P_{AC}}{P_{inv,N}} \quad (5.2)$$

Los parámetros adimensionales p_0 y k_{dl} se pueden obtener a partir de la curva de eficiencia del inversor y dependen de la calidad de éste, de la tensión de entrada y de la potencia nominal. Para calcular estos parámetros se pueden usar las eficiencias del inversor al 10% y al 100% de la potencia nominal de éste (Notton, et al. 2009):

$$p_0 = \frac{1}{99} \left(\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9 \right) \quad (5.3)$$

$$k = \left(\frac{1}{\eta_{100}} \right) - p_0 - 1 \quad (5.4)$$

La eficiencia de los inversores ha mejorado en los últimos años y se están integrando tecnologías sofisticadas con tal de reducir las pérdidas provocadas por cables y semiconductores. Así pues, hoy en día, los inversores de alta eficiencia son los más comunes y éstos se distinguen entre sí a partir de la forma de sus curvas características. Notton et al. (2009), a partir de las observaciones realizadas en un inventario (Ishikawa 2002) de inversores conectados a la red de fabricantes del mercado mundial y de la International Energy Agency, seleccionó tres tipos de inversores según su comportamiento en carga. Estos tres inversores difieren en sus valores de p_0 y k_{dl} de manera que:

- Los inversores de tipo 1 tienen unas pérdidas de consumo propio altas. Éste es el caso de, por ejemplo, inversores con transformador de aislamiento. Este tipo de inversores presentan una baja eficiencia para cargas pequeñas (menores al 30% de su potencia nominal).
- Los inversores de tipo 2 tienen los dos tipos de pérdidas (consumo propio y dependientes de la carga) bajas. Estos inversores tienen un buen comportamiento sea cual sea el punto de trabajo.
- Los inversores de tipo 3 tienen altas sólo las pérdidas dependientes de la carga. Son inversores que suelen presentar una baja eficiencia cuando el punto de trabajo se acerca al valor de su potencia nominal.

5.1.1. Curvas de eficiencia de los inversores

En la Figura 5.1 se pueden observar las tres curvas de eficiencia para los inversores seleccionados anteriormente mencionados y seleccionados para este proyecto. También se han representado los puntos de eficiencia máxima.

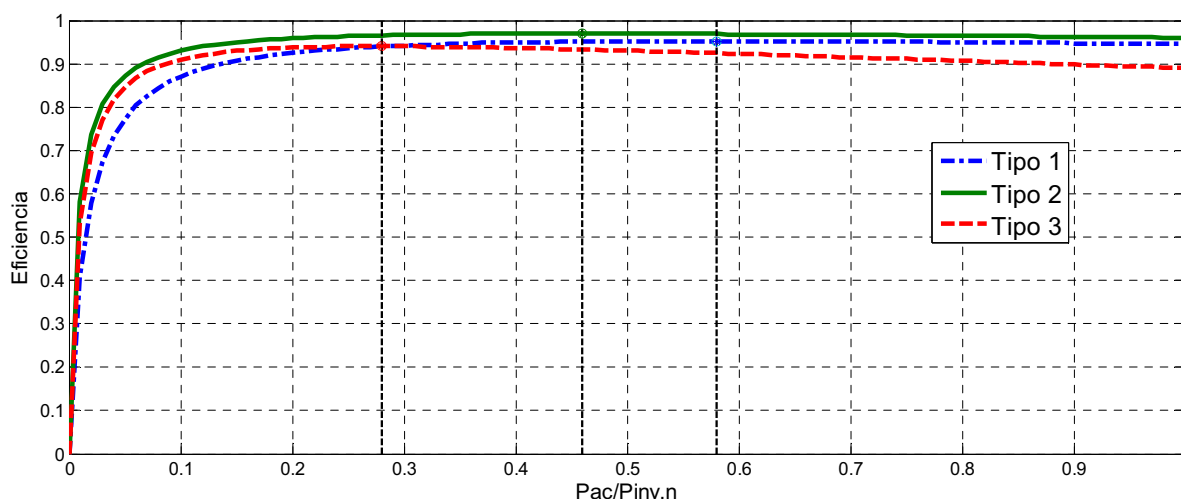


Figura 5.1 Curvas de eficiencia para los tres tipos de inversores seleccionados

En la Tabla 5.1 se muestran los valores característicos de las curvas de eficiencia de los inversores seleccionados junto a los valores de eficiencia máxima ($\eta_{\text{máx}}$) y el punto de carga en el que se produce ésta ($p_{\eta_{\text{máx}}}$) además de la eficiencia a potencia nominal (η_{Pn}).

Tabla 5.1 Características de los tres inversores seleccionados

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
p_0	0,0145	0,0072	0,0088
k_{dl}	0,0437	0,0345	0,1149
$\eta_{\text{máx}}$ (%)	95,21	96,94	94,02
$p_{\eta_{\text{máx}}}$	0,58	0,46	0,28
η_{Pn} (%)	94,50	96,00	88,99

A pesar de que los tres tipos de inversores pueden alcanzar eficiencias pico de entre el 94% y el 97% estos comportamientos tan diferenciados se deben a que se han usado estrategias de optimización distintas (Burger and Ruther 2005):

- Un consumo propio bajo aporta una alta eficiencia a cargas de hasta el 10% de la potencia nominal a expensas de un ineficiente comportamiento a potencia nominal y una eficiencia pico alcanzable sólo a cargas por debajo de 50% de la potencia nominal.
- Una baja dependencia del nivel de potencia de entrada (unas pérdidas dependientes de la corriente bajas) permite un buen comportamiento para cargas mayores al 30% de la potencia nominal mientras que tiene un comportamiento poco eficiente para una potencia menor al 10% de la nominal.

La primera estrategia es la comúnmente utilizada por fabricantes de manera que estos inversores alcanzan su eficiencia óptima del 30% al 40% de su potencia nominal y un descenso de ésta a plena carga.

Evidentemente la curva de eficiencia del inversor tendrá consecuencias en la productividad del sistema FV. Si el inversor se dimensiona por encima o por debajo de la potencia pico del generador FV, operará más frecuentemente en un punto u otro de la curva y será más favorable en algunos inversores que en otros.

5.1.2. Comparación de los tipos de inversor seleccionados con inversores reales

Con tal de verificar que los tres tipos de inversores detallados anteriormente se correspondan a la realidad, se han comparado con otros tres inversores de alta eficiencia seleccionados de un reciente estudio del IES-UPM (Instituto de Energía Solar – Universidad Politécnica de Madrid). En este estudio se detallan los coeficientes de pérdidas para un total de cuatro inversores de los cuales para esta comparación se han seleccionado los tres de mayor eficiencia (el cuarto tiene una eficiencia de tan sólo el 75%).

El inversor referido como 'A' se puede obtener con y sin transformador de aislamiento a su salida, mientras que el referido con 'B' siempre incorpora este transformador. En la reglamentación española actual se exige que los inversores incorporen este transformador, aunque ésta no es la única alternativa y tampoco es una exigencia general en Europa (Lorenzo 2005).

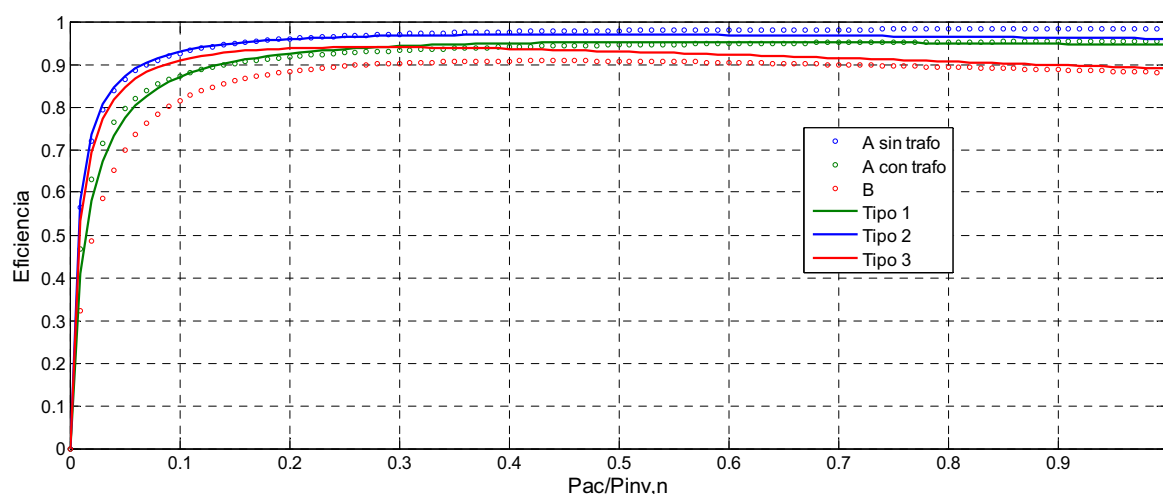


Figura 5.2 Comparación de las curvas de eficiencia de los tres tipos de inversores seleccionados con las de tres inversores reales.

El inversor 'A' sin transformador tiene una eficiencia europea del 97% y tiene unos parámetros de pérdidas por consumo (0,77%) y dependientes de la corriente (1,07%) bajas, por lo que se adapta bien a la curva del inversor tipo 2. En cambio, en el mismo inversor pero con transformador, con una eficiencia del 93%, se ven aumentadas tanto las pérdidas por consumo propio (1,1%) como las dependientes de la carga (3,8%) y en este caso se adapta bien a la curva del inversor de tipo 1 (que tiene unas pérdidas por consumo altas). Por último, el inversor 'B', que también tiene transformador, tiene los parámetros de pérdidas por consumo propio (2,1%) y los dependientes de la corriente (11,5%) más elevados por lo que se adapta a la curva del inversor tipo 3 a partir de cargas por encima de entre el 40% y el 50%.

Como se ha podido observar, pese que el inversor 'B' no se adapta exactamente a ningún tipo de inversor, los tres tipos de inversores seleccionados son una buena aproximación de los inversores de alta eficiencia que se pueden encontrar actualmente en el mercado.

5.2. Potencia a la salida del inversor

A continuación se va a definir la potencia de salida al inversor, que en este trabajo se considerará la misma que entrega el sistema FV a la red. Para ello se van a tomar unas consideraciones previas acerca del funcionamiento del inversor:

1. Durante la noche, el inversor estará completamente apagado mientras que por la mañana el inversor se iniciará en el momento en que haya radiación solar. El inversor entregará energía a la red tan pronto como la potencia de entrada sea mayor a la potencia consumida por el inversor.
2. Se considerarán los inversores como limitadores de potencia de manera que limiten la potencia a su potencia nominal ($P_{inv,N}$) cuando la potencia de entrada esté por encima de ésta (Burger and Ruther 2005).
3. La potencia producida por el generador FV se considerará siempre como la del punto de máxima potencia ya que la mayoría de inversores incluyen un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (Ishikawa 2002)

De esta forma se calcula la potencia a la entrada del inversor (P'_{DC}) como la potencia a la salida del generador FV menos las pérdidas y a partir de ésta se calcula la potencia a la salida del inversor como sigue:

$$\begin{aligned} & \text{si } P_{AC} \geq P_{inv,N} \\ & \quad P_{AC} = P_{inv,N} \\ & \text{si } P'_{DC} \leq p_0 \cdot P_{inv,N} \\ & \quad P_{AC} = 0 \\ & \text{si } p_0 \cdot P_{inv,N} < P_{AC} < P_{inv,N} \end{aligned} \tag{5.5}$$
$$k \cdot P_{AC}^2 + P_{inv,N} \cdot P_{AC} + [p_0 \cdot P_{inv,N}^2 - P_{inv,N} \cdot P'_{DC}] = 0$$

CAPÍTULO 6:

MODELO DE

PÉRDIDAS DEL

SISTEMA FV

La potencia a la salida de un sistema FV es generalmente menor que la combinación de las eficiencias del generador FV y el inversor descritas en capítulos anteriores ya existen otro tipo de pérdidas energéticas a causa de la posible suciedad, sombreado, "mismatch", mal dimensionado del cableado, etc. A continuación se listan este tipo de pérdidas y el modelo seleccionado para tenerlas en cuenta en el cálculo del factor de escalado óptimo.

6.1. Pérdidas energéticas de un sistema FV

- Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal: La potencia nominal en condiciones estándar de medida STC indicada por los fabricantes presenta una determinada dispersión. En general, los fabricantes garantizan un error en el rango del $\pm 3\%$, $\pm 5\%$ o $\pm 10\%$ de la potencia nominal del módulo FV. Lamentablemente, si por ejemplo un fabricante garantiza un $\pm 10\%$ para cada uno de los módulos que componen un generador FV de 1 kWp, generalmente la suma de potencias reales se situará en la banda inferior, es decir, entre 0,9 kWp y 1 kWp.
- Pérdidas de "mismatch": Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos FV para formar un generador FV. Si se conectan varios módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de toda la rama. De modo parecido ocurre para la tensión en la conexión de módulos en paralelo. Estas pérdidas se

pueden reducir instalando los módulos ordenados por potencias (o corrientes de máxima potencia) así como el uso de diodos bypass.

- Pérdidas en el cableado: Como en todos los tipos de instalaciones eléctricas, existe una caída de tensión provocada por la circulación de corriente tanto en el cableado de la parte DC como de la parte AC del sistema fotovoltaico. Las pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores.
- Pérdidas por suciedad: El polvo y la suciedad presentes en la superficie de los módulos FV provocan una disminución de la potencia de un generador FV. La presencia de suciedad uniforme da lugar a una disminución de la potencia entregada por el generador FV mientras que si la suciedad es localizada, da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes (Martin and Ruiz 2001).
- Pérdidas angulares y espectrales: Cuando la radiación solar no incide paralelamente a la normal de la superficie del módulo FV aparecen unas pérdidas adicionales, mayores cuanto mayor sea el ángulo de incidencia. Por otro lado, las distintas tecnologías FV son sensibles a distintos espectros de radiación incidente (respuesta espectral). El espectro solar es variable dependiendo de las condiciones ambientales y por lo tanto la potencia generada será distinta según el espectro incidente.
- Pérdidas por rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia: Los algoritmos de control de seguimiento del punto de máxima potencia instalados en la electrónica del inversor son distintos según el modelo y fabricante. Según la eficiencia de dicho algoritmo, el inversor puede presentar más o menos problemas en el seguimiento del punto de máxima potencia, por ejemplo cuando hay bajo cambios bruscos de radiación provocados por nubes.
- Pérdidas por sombreado: Obviamente, la presencia de sombras en la superficie de un generador FV provoca un descenso de la radiación. Por lo tanto, un sistema FV puede presentar pérdidas por sombras provocadas, por ejemplo, por edificios cercanos en instalaciones en entornos urbanos o por los módulos entre sí en centrales FV.
- Otras pérdidas: Además de las pérdidas mencionadas puede haber otras aún más específicas como pueden ser la edad de los módulos, averías, mal funcionamiento, paradas, etc.

6.2. Pérdidas energéticas provocadas por el cableado a partir de la corriente RMS

La corriente RMS de un generador FV conectado a la red es un nuevo concepto (Pérez et al., 2007) de cálculo inmediato que no depende de condiciones particulares de la instalación y permite simplificar el cálculo de las pérdidas energéticas provocadas por el cableado. La corriente RMS (I_{RMS} , [A]) se puede calcular como:

$$I_{RMS} = 0,066 \cdot I_{M,STC} \cdot H(\beta, \gamma) \quad (6.1)$$

Donde $I_{M,STC}$ [A] es la corriente del punto de máxima potencia en condiciones STC dada por el fabricante del módulo y $H(\beta, \gamma)$ [kWh/m²] es la radiación horaria incidente en el plano del generador FV.

La potencia disipada por pérdidas óhmicas P_{Ω} [W] equivale al producto de la resistencia R del cableado por el cuadrado de la corriente RMS del generador FV:

$$P_{\Omega} = \frac{1}{T} \int_T R \cdot i(t)^2 dt = R \frac{1}{T} \int_T i(t)^2 dt = R \cdot I_{RMS}^2 \quad (6.2)$$

La resistencia del cableado se obtiene mediante la resistividad del material, la longitud L [m] del cableado y su sección S [mm²]. En el caso de los conductores de cobre, la resistencia (Ω) es:

$$R = \frac{1}{56} \cdot \frac{L}{S} \quad (6.3)$$

De manera que, finalmente, combinando (6.2) con (6.1) y (6.3) se pueden expresar las pérdidas en el cableado como:

$$P_{\Omega} = 0,066^2 \cdot \frac{1}{56} \cdot \frac{L}{S} \cdot I_{M,STC}^2 \cdot H(\beta, \gamma) \quad (6.4)$$

6.3. Otras pérdidas energéticas

La mayoría de las pérdidas mencionadas en el primer apartado de este capítulo son específicas de cada instalación y de carácter aleatorio. De hecho, en la mayoría de modelos que se utilizan para calcular la energía generada por un sistema FV, se aplican unos factores según en que proporción se estiman las pérdidas o incluso se desprecian por completo (Cameron, et al. 2008). Por ejemplo, el modelo utilizado por PVWATTS utiliza un factor de pérdidas del 23% y permite desglosarlas con tal de modificar los porcentajes y en cambio, en el Solar Advisor Model (SAM) se sugiere un 10%.

En principio, en este proyecto se van a considerar sólo las pérdidas provocadas por el cableado DC mediante el modelo descrito anteriormente ya que depende de unas variables fácilmente disponibles.

En el caso que se compruebe que los resultados no se ajusten a la realidad se reconsiderará añadir algunos factores, como los mostrados en la Tabla 6.1, que

parecen mostrar buenos resultados en sistemas FV conectados a la red (Marion, et al. 2005).

Tabla 6.1 Factores de pérdidas típicos y su rango de valores

Tipo de pérdidas	Factor típico	Rango
No cumplimiento de la potencia nominal	1,00	0,85 ÷ 1,05
Degradación inicial a causa de la luz	0,98	0,90 ÷ 0,99
Diodos y conexiones	0,995	0,99 ÷ 0,997
Mismatch	0,98	0,97 ÷ 0,985
Suciedad	0,95	0,75 ÷ 0,98
Sombreado	1,00	0,0 ÷ 1,00
Disponibilidad del sistema	0,98	0,0 ÷ 0,995

CAPÍTULO 7:

METODOLOGÍA DE

CÁLCULO DEL

FACTOR DE

ESCALADO ÓPTIMO

El factor de escalado se define como el ratio entre la potencia nominal del inversor $P_{inv,N}$ y la potencia pico del generador FV en condiciones STC, $P_{GFV,STC}$:

$$FE = \frac{P_{inv,N}}{P_{GFV,STC}} \quad (7.1)$$

La máxima energía generada por un sistema FV depende de estas dos potencias instaladas y se da para un factor de escalado óptimo. Para el cálculo del factor de escalado óptimo en distintas condiciones se procederá, primero, a calcular la radiación solar incidente en el plano del generador fotovoltaico. A partir del valor de radiación incidente, se calculará la potencia DC entregada por el generador dependiendo de su tecnología y tipo de tecnología (silicio monocristalino, silicio multicristalino, silicio amorfo, CdTe, etc.). Finalmente, se calculará la potencia AC entregada por el inversor y la generación energética anual del sistema FV a partir de la potencia entregada por el generador FV y las pérdidas. De esta manera el diagrama de flujo de cálculo es el de la Figura 7.1.

Con el fin de obtener el factor de escalado óptimo FE_{OPT} se va a calcular la eficiencia del sistema FV η_{SFV} para varios factores de escalado (en principio para

valores de entre 0,5 y 1,5) a partir del ratio entre la energía generada por el generador FV y la entregada a la red durante un año:

$$\eta_{SFV} = \frac{E_{AC,ANUAL}}{E_{DC,ANUAL}} \quad (7.2)$$

De manera que en el punto donde se de la eficiencia máxima del sistema FV será aquel para el cual el factor de escalado sea el óptimo.

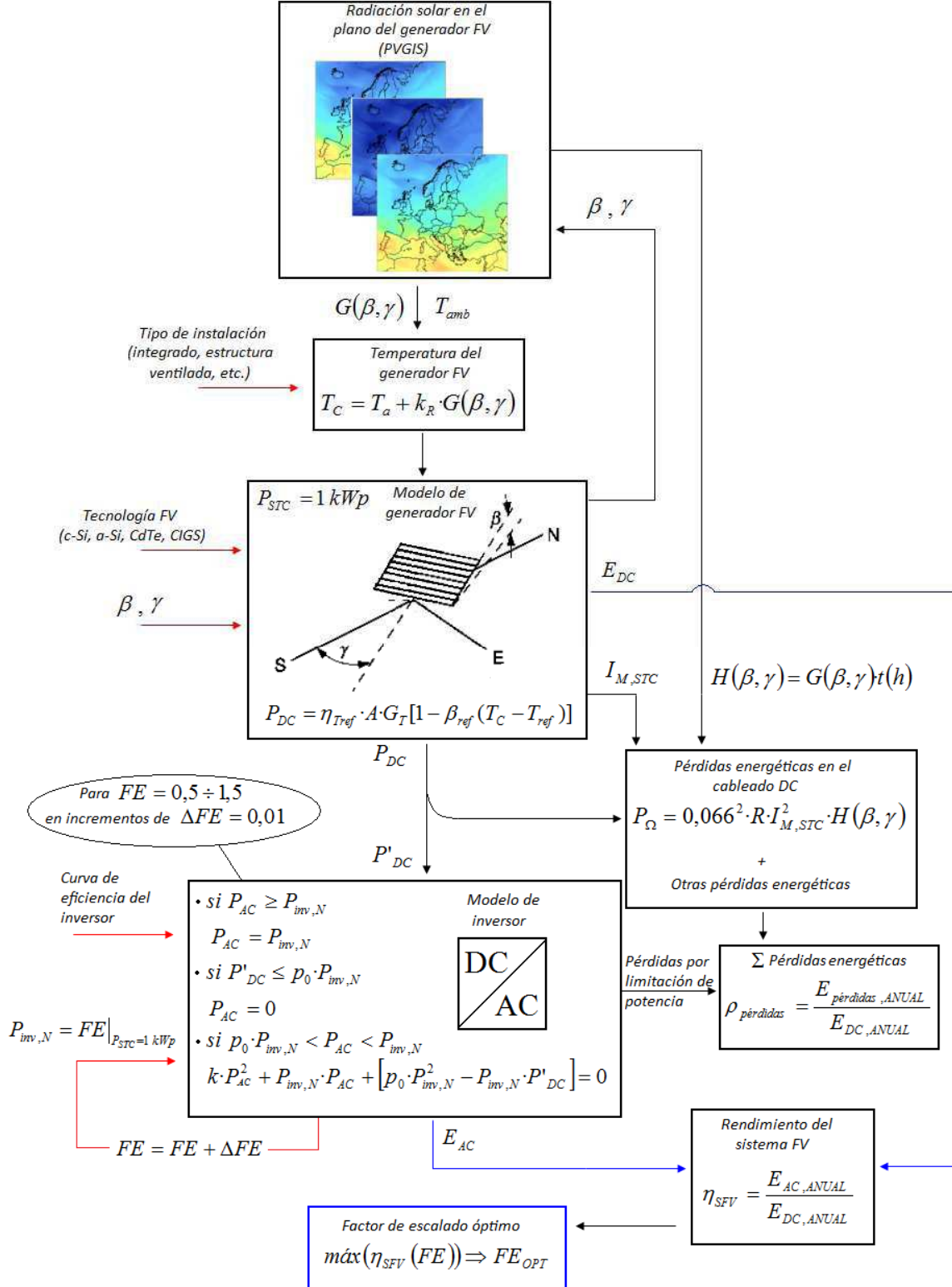


Figura 7.1 Diagrama del algoritmo de cálculo del factor de escalado óptimo

Para dicho cálculo se fijará una potencia nominal del generador FV de 1 kWp de manera que la potencia nominal del inversor será directamente el valor del factor de escalado en kW.

Además, también se guardarán las pérdidas energéticas provocadas por el inversor por limitación de potencia (en los casos en que el inversor recibe insuficiente potencia del generador o ésta supera su valor nominal). Por lo que para cada factor de escalado también se obtendrá un coeficiente de pérdidas que tiene en cuenta el desperdicio de potencia generada por el generador FV:

$$\rho_{pérdidas} = \frac{E_{pérdidas, ANUAL}}{E_{DC, ANUAL}} \quad (7.3)$$

Por lo tanto se determinará el factor de escalado óptimo en términos de la salida del sistema FV y la influencia en éste de la inclinación del generador FV, tipo de instalación, sitio de la instalación y características del inversor.

CAPÍTULO 8:

BIBLIOGRAFÍA

8.1. Referencias bibliográficas

- Beyer HG, Costanzo C and Heinemann D. 1996. Modifications of the Heliosat procedure for irradiance estimates from satellite images. *Solar Energy* 56: 207-12
- Buresch M. 1983. Photovoltaic energy systems. New York: McGraw-Hill: 76.
- Burger B, Ruther R. 2004. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Solar Energy* 80 (2006): 32-45.
- Burger B, Ruther R. 2005. Site-dependent system performance and optimal inverter for grid-connected PV systems. In: Conference Record of the 31st IEE photovoltaic specialists conference, Orlando, USA (2-7 Jan 2005): 765-768.
- Cameron C, Boyson WE, Riley DM. 2008. Comparison of PV System Performance-Model Predictions with Measured PV System Performance. 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference; 6 pp.
- Evans, D.L. 1981. Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Solar Energy* 27: 555-560.
- Fuentes M., Nofuentes G., Aguilera J., Talavera D.L. and Castro M. 2006. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Solar Energy* 81 (2007): 1396-1408.
- Griffith JS, Rathod NS, Paslaski J. 1981. Some tests of flat plane photovoltaic module cell temperatures in simulated field conditions. Proceedings of the IEEE 15th photovoltaic specialists conference, Kissimmee, FL, May 12-15 1981: 822-830.
- Grueter J.W. 1984. Radiation nomenclature. 2nd Solar Energy Programme of the CEC, Project F, Solar Radiation Data, Brussels, CEC.
- Ishikawa T. 2002. Grid-connected photovoltaic power systems: survey of inverter and related protection equipments. Report IEA PVPS T5-05.
- Jenčo M. 1992. Distribúcia priameho slnečného žiarenia na reoreliéfe a jej modelovanie pomocou komplexného digitálneho modelu reliéfu. *Geografický časopis* 44: 342-55.
- Kasten F and Young AT. 1989. Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied Optics* 28: 4735-8.

- Kasten F. 1996. The Linke turbidity factor based on improved values of the integral Rayleigh optical thickness, *Solar Energy* 56: 239-44.
- Krcho J. 1990. Morfometrická analýza a digitálne modely georeliéfu. Bratislava, Veda.
- Lorenzo E. 2005. Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (V). De la AIE a los inversores. ERA SOLAR 126 (2005). Disponible en: www.fotovoltaica.com/retrato5.pdf
- Lorenzo, E. 2010. Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (XV): Sobre la energía que rinden las centrales. Instituto de Energía Solar. Universidad Politécnica de Madrid. ERA SOLAR 158 (2010). Disponible en: www.fotovoltaica.com/retrato15.pdf
- Marion B, Adelstein J, Boyle K, Hayden H, Hammond B, Fletcher T, Canada B, Narang D, Shugar D, Wenger H, Kimber A, Mitchell L, Rich G, Townsend T. 2005. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. 9 pp.; NREL Report No. CP-520-37358.
- Martin N and Ruiz JM. 2001. Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. *Solar Energy Mater. Solar Cells* (70): 25-38.
- Muneer T. 1990. Solar radiation model for Europe. *Building Services Engineering Research and Technology* 11: 153-63
- Muneer T. 1997. *Solar Radiation and Daylight Models for Energy Efficient Design of Buildings*, Oxford, Architectural Press
- Muñoz J., Martínez-Moreno F. and Lorenzo E. 2009. On-site characterisation and energy efficiency of grid-connected PV inverters. *Progress in photovoltaics: research and applications* (2010). John Wiley & Sons, Ltd. Published online in Wiley InterScience (www.interscience.wiley.com). DOI:10.1002/pip.997.
- Nordmann, T. and Clavadetscher, L. 2003. Understanding temperature effects on PV system performance. *Proceedings of the third world conference on photovoltaic energy conversion*. Osaka, Japan. May 11-18 2003. 2243-2246.
- Notton G., Lazarov V. and Stoyanov L. 2009. Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. *Renewable Energy* 35 (2010): 541-554.
- Page J.K. 1986. Prediction of solar radiation on inclined surfaces. *Solar Energy R&D in the European Community, Series F: Solar Radiation Data*, Vol. 3, Dordrecht, D. Reidel Publishing Company.
- Pérez PJ, Almonacid G, Aguilera J, and de la Casa, J. 2007. RMS current of a photovoltaic generator in grid-connected PV systems: Definition and application. *International Journal of Photoenergy* Volume 2008. Article ID 356261, 7 pages. doi: 10.1155/2008/356261.
- Remund J, Wald L, Lefèvre M, Ranchin T, Page J. 2003. Worldwide Linke Turbidity Information, ISES Solar World Congress 'Solar Energy for a Sustainable Future', Göteborg, Sweden (2003).
- Ross RG. 1976. Interface design considerations for terrestrial solar cell modules. *Proceedings of the 12th IEEE photovoltaic specialists conference*. Baton Rouge, LA. November 15-18 1976: 801-806.
- Scharmer K and Greif J. 2000. *The European Solar Radiation Atlas. Vol. 2: Database and Exploitation Software*. Paris, (es Presses de l'École des Mines.
- Schmid J. And Schmidt H. 1991. Inverters for photovoltaic systems. In: 5th contractor's meeting of the EC photovoltaic demonstration projects, Ispra, Italy (1991): 122-132.
- Skoplaki, E. and Palyvos, J.A. 2008. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy* 83 (2009): 614-624.
- Zondag, H.A. 2007. Flat-plate PV-thermal collectors and systems – a review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* doi: 10.1016/j.rser.2005.12.012.

8.2. Bibliografía de consulta

- Abella, M.A. y Chenlo, F. Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red. CIEMAT. Laboratorio de Sistemas Fotovoltáicos (Madrid). Disponible en: http://www.energiasrenovables.ciemat.es/adjuntos_documentos/Alonso-chenlo.pdf
- CANMET Energy Technology Centre – Varennes (CETC) in collaboration with NASA, UNEP, GEF. Clean Energy Project Analysis: RETScreen® Engineering & Cases Textbook, Third Edition: Photovoltaic project analysis chapter. Natural Resources Canada (2005). <http://www.etscreen.net/ang/12.php>
- Duffie, J.A. and Beckman, W.A. 2006. Solar Energy of Thermal Processes (Third Edition). Wiley, Hoboken, NJ.
- GRASS GIS <http://grass.fbk.eu/>
- Luque, A. and Hegedus, S. 2003. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. Wiley. Chichester, West Sussex (England).
- Skoplaki, E. and Palyvos, J.A. 2008. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. Renewable Energy 34 (2009): 23-29.
- Varios. Modulos solares 2010 (Investigación y tecnología). Photon: La revista de la fotovoltaica (Febrero 2010). www.photon.com.es



Escola Universitària d'Enginyeria
Tècnica Industrial de Barcelona
Consorci Escola Industrial de Barcelona

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

Estudio económico



“EVALUACIÓN DEL FACTOR DE ESCALADO ÓPTIMO EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”

PFC presentado para optar al título de Ingeniero
Técnico Industrial especialidad Electricidad
por **Víctor García Mestre**

Barcelona, 17 de Enero de 2011

Tutor proyecto: Guillermo Velasco Quesada
Departament d'Enginyeria Electrònica (DEE)
Universitat Politècnica de Catalunya (UPC)

ÍNDICE ESTUDIO ECONÓMICO

Índice estudio económico.....	3
Capítulo 1: Planificación inicial.....	5
Capítulo 2: Presupuesto	7
2.1. Costes de personal	7
2.2. Costes de hardware y software.....	9
2.3. Otros costes.....	9
2.4. Coste total del proyecto.....	10
Capítulo 3: Diagramas de GANTT	11

CAPÍTULO 1:

PLANIFICACIÓN

INICIAL

En este capítulo se expone la planificación inicial del proyecto. La suma de horas de trabajo de la primera fase (anteproyecto) se han recalculado por lo que estas horas son las reales mientras que las horas de trabajo de la segunda fase del proyecto son estimadas. De esta manera se supone que a la hora de ofertar el proyecto la primera fase ya está realizada.

El proyecto se estima que se va a realizar en un total de 725 horas con fecha de inicio el 1 de octubre de 2010 y fecha de finalización el 31 de mayo de 2011. La dedicación media del equipo de trabajo a este proyecto se considera de media jornada (4 horas diarias). Este equipo está compuesto por el director de proyecto, un ingeniero industrial (especializado o con experiencia en el sector fotovoltaico) y un analista programador. Aunque el autor de este proyecto sea una sola persona se considera que ha asumido los siguientes roles:

Tabla 1. *Cargos y responsabilidades de cada componente del equipo de proyecto.*

Cargo	Responsabilidades
Director de proyecto	Gestión, análisis inicial, seguimiento, objetivos y requisitos
Ingeniero industrial	Estudios del sector, desarrollo del proyecto, documentación, análisis e interpretación de resultados, objetivos y requisitos a corto plazo
Analista programador	Implementación, programación y documentación

Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
Definición del proyecto	18 días	vie 01/10/10	mar 26/10/10
Desarrollo	144 días	vie 15/10/10	mié 04/05/11
Preselección de modelos matemáticos existentes	26 días	vie 15/10/10	vie 19/11/10
Generador FV	15 días	vie 15/10/10	jue 04/11/10
Radiación solar	15 días	vie 15/10/10	jue 04/11/10
Inversor	15 días	lun 01/11/10	vie 19/11/10
Pérdidas energéticas	15 días	lun 01/11/10	vie 19/11/10
Modelizar sistema FV	61 días	vie 15/10/10	vie 07/01/11
Proyectos relacionados o similares	15 días	vie 15/10/10	mar 23/11/10
Selección modelos adecuados	2 días	mié 24/11/10	jue 25/11/10
Definir parámetros y factores específicos	5 días	lun 22/11/10	jue 02/12/10
Modelizar las pérdidas energéticas	18 días	mié 15/12/10	vie 07/01/11
Comprobación y verificación	7 días	vie 03/12/10	lun 13/12/10
Modelos de GFV y radiación incidente	7 días	vie 03/12/10	lun 13/12/10
Modelo de inversor y parámetros seleccionados	7 días	vie 03/12/10	lun 13/12/10
Implementación en MATLAB	5 días	lun 10/01/11	vie 14/01/11
Sistema fotovoltaico y variables	2 días	lun 10/01/11	mar 11/01/11
Formato datos de entrada y salida del algoritmo	1 día	mié 12/01/11	mié 12/01/11
Eficiencia y factor escalado óptimo	2 días	jue 13/01/11	vie 14/01/11
Testeo y corrección errores	32,5 días	lun 17/01/11	mié 02/03/11
Realizar primeras simulaciones	10 días	lun 17/01/11	vie 28/01/11
Comparación resultados con instalaciones reales	10 días	lun 14/02/11	vie 25/02/11
Reajustar modelos y corregir parámetros (si es necesario)	2,5 días	lun 28/02/11	mié 02/03/11
Impacto del factor de escalado en instalaciones FV	30 días	jue 03/03/11	mié 13/04/11
Estimación producción de instalaciones FV con FE óptimo	15 días	jue 03/03/11	mié 23/03/11
Cálculo del factor de escalado óptimo para algunos sitios, tecnologías FV e inversores	15 días	jue 03/03/11	mié 23/03/11
Analizar los resultados y destacar dependencias	15 días	jue 24/03/11	mié 13/04/11
Mapa de FE óptimo	30 días	jue 24/03/11	mié 04/05/11
Cálculo del factor de escalado óptimo para distintos sitios, tecnologías FV e inversores	30 días	jue 24/03/11	mié 04/05/11
Interpolación de los valores de factor escalado y representación en GRASS GIS	15 días	jue 14/04/11	mié 04/05/11
Redacción y tareas finales	147 días	lun 08/11/10	mar 31/05/11
Definición del proyecto	10 días	lun 08/11/10	vie 19/11/10
Modelo de sistema FV	24 días	mar 14/12/10	lun 31/01/11
Resultados	20 días	jue 24/03/11	jue 05/05/11
Conclusiones finales	5 días	jue 05/05/11	mié 11/05/11
Preparar presentación, documentos anexos, adecuar formato documentación, correcciones, encuadernar, etc.	14 días	jue 12/05/11	mar 31/05/11
Entrega proyecto	0 días	mié 15/06/11	mié 15/06/11
Defensa proyecto	4 días	mié 29/06/11	lun 04/07/11

Figura 1. Resumen de tareas y su planificación inicial

CAPÍTULO 2:

PRESUPUESTO

En este capítulo se muestra el cálculo de los costes estimados del proyecto desglosados en costes de personal, recursos materiales y ocupación.

2.1. Costes de personal

En este apartado se muestran los costes de personal desglosados según las tareas de la Figura 1 que hayan realizado. Según el tipo de tarea (programación, análisis, redacción, etc.) y nivel de intervención se aplica un determinado porcentaje, mostrado en el esquema GANTT del siguiente capítulo, por lo que las horas de las tareas no tienen por qué representar la duración real de la tarea.

Función	Director	
Tasa estándar	35,00 €/h	
Tarea	Trabajo	Coste
Definición objetivos y alcance	8 h	280,00 €
Requisitos	4 h	140,00 €
Estudio previo	30 h	1.050,00 €
Preparar presentación, documentos anexos, etc.	28 h	980,00 €
Definición del proyecto	20 h	700,00 €
TOTAL	90 h	3.150,00 €

Función	Ingeniero	
Tasa estándar	25,00 €/h	
Tarea	Trabajo	Coste
Generador FV	15 h	375,00 €
Radiación solar	15 h	375,00 €
Inversor	15 h	375,00 €
Pérdidas energéticas	15 h	375,00 €
Proyectos relacionados o similares	30 h	750,00 €
Selección modelos adecuados	4 h	100,00 €
Definir parámetros y factores específicos	10 h	250,00 €
Modelizar las pérdidas energéticas	54 h	1.350,00 €
Modelos de GFV y radiación incidente	14 h	350,00 €
Modelo de inversor y parámetros seleccionados	14 h	350,00 €
Comparación resultados con instalaciones reales	40 h	1.000,00 €
Reajustar modelos y corregir parámetros (si es necesario)	3 h	62,50 €
Analizar los resultados y destacar dependencias	45 h	1.125,00 €
Modelo de sistema FV	24 h	600,00 €
Resultados	20 h	500,00 €
Conclusiones finales	20 h	500,00 €
Preparar presentación, documentos anexos, etc.	14 h	350,00 €
TOTAL	352 h	8.787,50 €

Función	Analista programador	
Tasa estándar	20,00 €/h	
Tarea	Trabajo	Coste
Entorno de trabajo	4 h	80,00 €
Selección modelos adecuados	4 h	80,00 €
Modelos de GFV y radiación incidente	14 h	280,00 €
Modelo de inversor y parámetros seleccionados	14 h	280,00 €
Sistema fotovoltaic y variables	8 h	160,00 €
Formato datos de entrada y salida del algoritmo	4 h	80,00 €
Eficiencia y factor escalado óptimo	8 h	160,00 €
Realizar primeras simulaciones	40 h	800,00 €
Reajustar modelos y corregir parámetros (si es necesario)	5 h	100,00 €
Estimación producción de instalaciones FV con FE óptimo	30 h	600,00 €
Cálculo del factor de escalado óptimo para algunos sitios	30 h	600,00 €
Cálculo del factor de escalado óptimo para distintos sitios	96 h	1.920,00 €
Interpolación de los valores de factor de escalado	12 h	240,00 €
Preparar presentación, documentos anexos, etc.	14 h	280,00 €
TOTAL	283 h	5.660,00 €

2.2. Costes de hardware y software

Para el desarrollo del proyecto se estima que se van a utilizar tres ordenadores personales (uno por cada cargo) de gama media, suficiente para las aplicaciones informáticas requeridas. El plazo de amortización de estos ordenadores se ha considerado de 36 meses (3 años). En cuanto al software, se han utilizado distintos plazos de amortización considerando cada cuántos años se publica una versión nueva y cada cuánto tiempo la empresa realmente necesita actualizarlo.

Para el cálculo del porcentaje imputable se ha considerado que el proyecto se realiza en unos 9 meses de los cuales, según el concepto, se le imputa parcial o totalmente la duración total.

Concepto	Cantidad	Precio (IVA incl.)	Plazo amortización	Imputable	Coste
PC	3	500,00 €/u	36	25,00%	375,00 €
MATLAB R2008b	1	1.650,00 €/u	72	6,25%	103,13 €
GRASS GIS	1	Software libre		-	-
Microsoft Office Professional 2007	1	699,00 €/u	60	15,00%	104,85 €
Microsoft Project 2010	1	580,00 €/u	60	15,00%	87,00 €
Windows Vista	3	(incluido en PC)		-	-
				TOTAL	669,98 €

2.3. Otros costes

El proyecto se realiza en una oficina con un coste medio de 950 € mensuales que incluyen, además del alquiler, la electricidad, teléfono y cuota de acceso a Internet entre otros. Se considera que el equipo instalado en esta oficina, durante el tiempo que se realiza este proyecto, se realizan 4 proyectos más simultáneamente (5 proyectos en total) por lo que se le imputa un 20% de estos costes.

	Precio	Imputable	Coste
Alquiler oficina y otros gastos	950,00 €/mes	20,00%	1.710,00 €

2.4. Coste total del proyecto

PRESUPUESTO GENERAL	
Concepto	Importe
Personal	17.597,50 €
Hardware y software	669,98 €
Otros gastos	1.710,00 €
TOTAL	19.977,48 €
ASCIENDE EL PRESENTE PRESUPUESTO GENERAL A LA CANTIDAD DE DIECINUEVEMIL NOVECIENTOS SETENTA Y SIETE EUROS CON CUARENTA Y OCHO CÉNTIMOS DE EURO	
Barcelona, a 17 de enero de 2011	

CAPÍTULO 3:

DIAGRAMAS DE

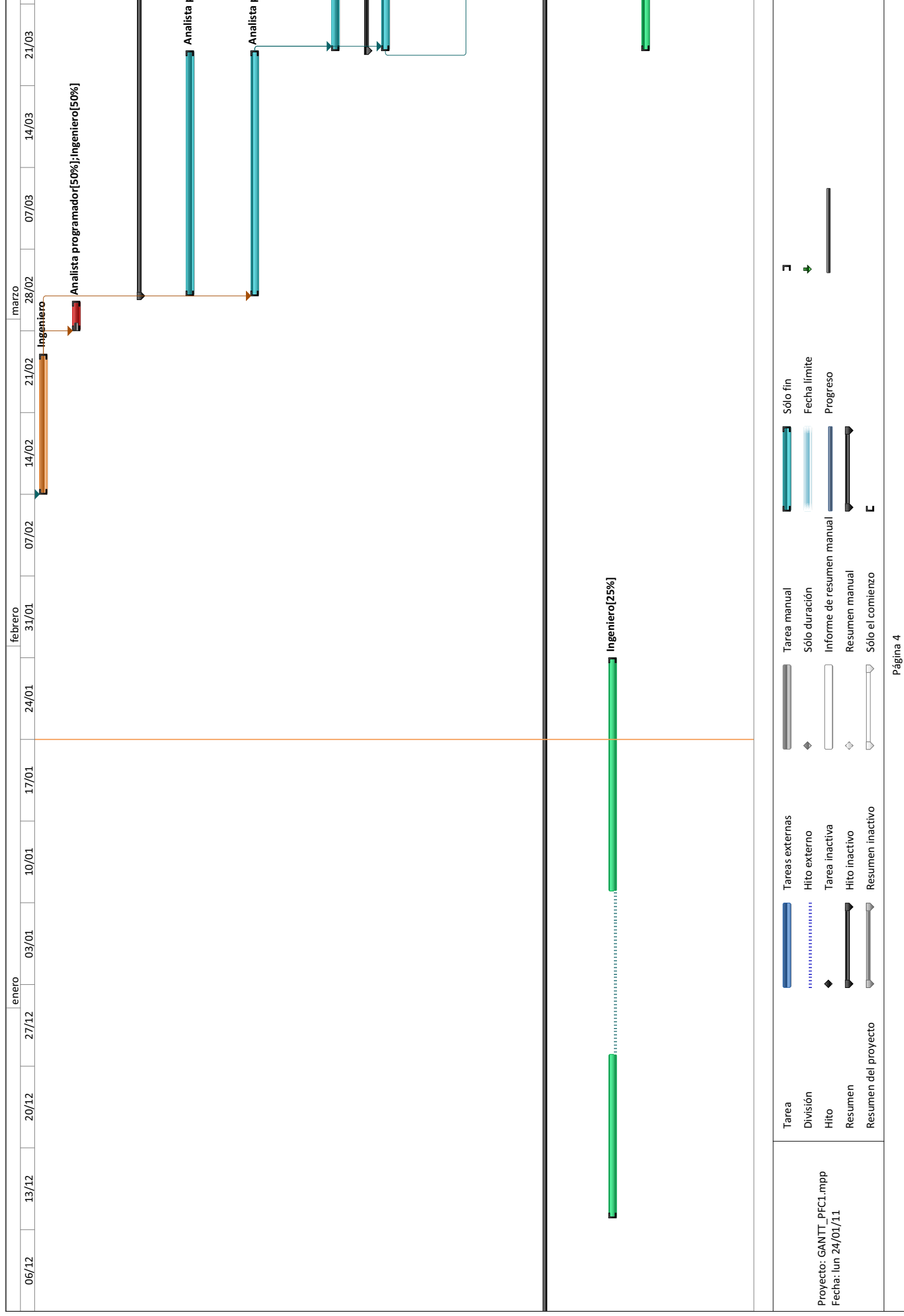
GANTT

A continuación se adjuntan los diagramas de GANTT con la planificación inicial establecida en el primer capítulo de este volumen.

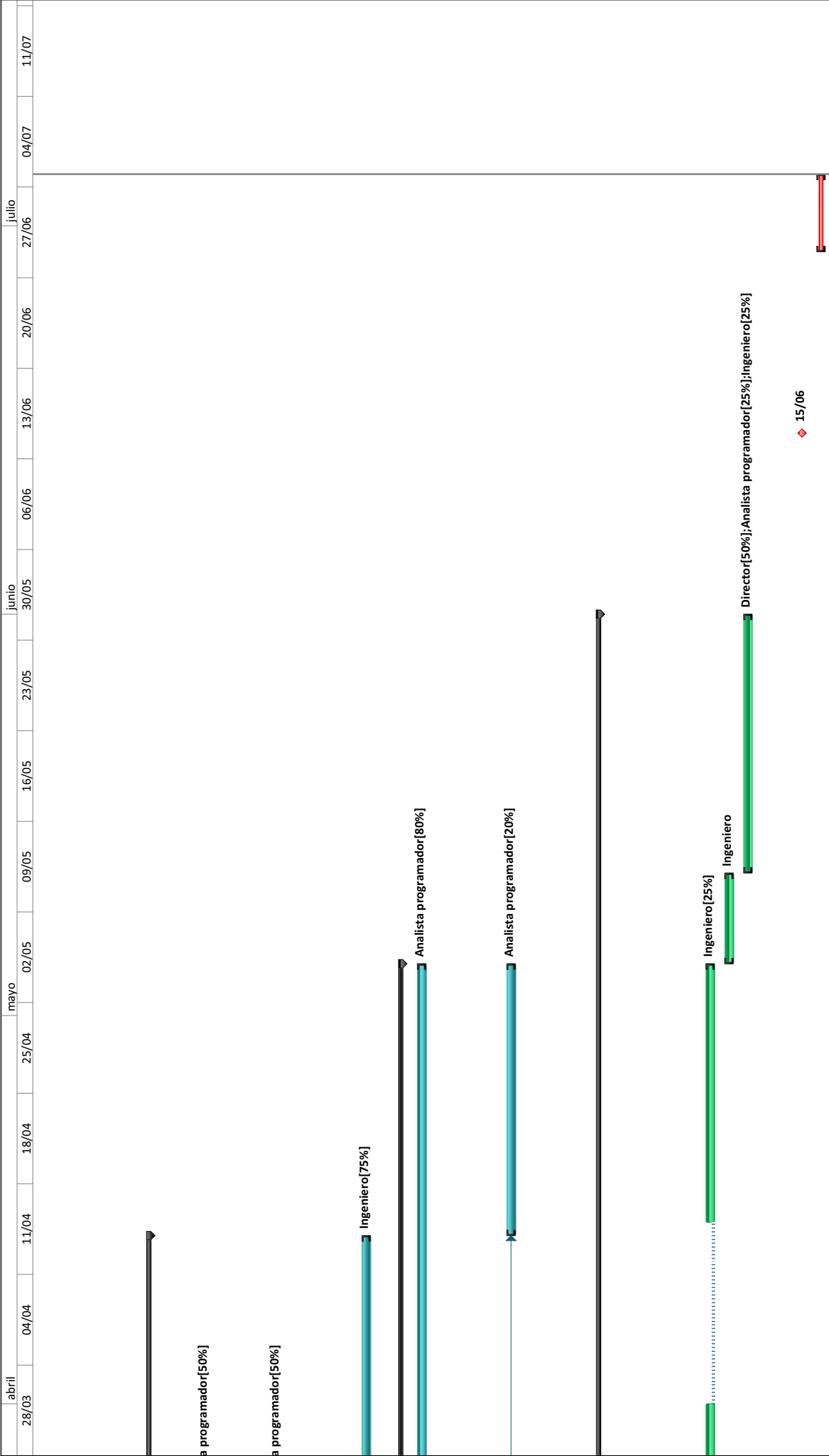
Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	octubre				noviembre				diciembre			
					20/09	27/09	04/10	11/10	18/10	25/10	01/11	08/11	15/11	22/11	29/11	
1		Definición del proyecto	18 días	vie 01/10/10												
6		Desarrollo	144 días	vie 15/10/10												
7		Preselección de modelos matemáticos existentes	26 días	vie 15/10/10												
8		Generador FV	15 días	vie 15/10/10												
9		Radiación solar	15 días	vie 15/10/10												
10		Inversor	15 días	lun 01/11/10												
11		Pérdidas energéticas	15 días	lun 01/11/10												
12		Modelizar sistema FV	61 días	vie 15/10/10												
13		Proyectos relacionados o similares	15 días	vie 15/10/10												
14		Selección modelos adecuados	2 días	mié 24/11/10												
15		Definir parámetros y factores específicos	5 días	lun 22/11/10												
16		Modelizar las pérdidas energéticas	18 días	mié 15/12/10												
17		Comprobación y verificación	7 días	vie 03/12/10												
18		Modelos de GFV y radiación incidente	7 días	vie 03/12/10												
19		Modelo de inversor y parámetros seleccionados	7 días	vie 03/12/10												
20		Implementación en MATLAB	5 días	lun 10/01/11												
21		Sistema fotovoltaico y variables	2 días	lun 10/01/11												
22		Formato datos de entrada y salida del algoritmo	1 día	mié 12/01/11												
23		Eficiencia y factor escalado óptimo	2 días	jue 13/01/11												
24		Testeo y corrección errores	32,5 días	lun 17/01/11												
25		Realizar primeras simulaciones	10 días	lun 17/01/11												
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Tarea manual											
					Sólo duración											
					Informe de resumen manual											
					Resumen manual											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											
					Hito inactivo											
					Resumen inactivo											
Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11					Tareas externas											
					Hito externo											
					Tarea inactiva											

[illegible]

[illegible]



[illegible]



Proyecto: GANTT_PFC1.mpp Fecha: lun 24/01/11		Tarea	Tareas externas	Tarea manual	Sólo fin
División		Hito externo	Sólo duración	Fecha límite	
Hito		Tarea inactiva	Informe de resumen manual	Progreso	
Resumen		Hito inactivo	Resumen manual		
Resumen del proyecto		Resumen inactivo	Sólo el comienzo		



Escola Universitària d'Enginyeria
Tècnica Industrial de Barcelona
Consorci Escola Industrial de Barcelona

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

Anexos



"EVALUACIÓN DEL FACTOR DE ESCALADO ÓPTIMO EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA"

PFC presentado para optar al título de Ingeniero
Técnico Industrial especialidad Electricidad
por **Víctor García Mestre**

Barcelona, 17 de Enero de 2011

Tutor proyecto: Guillermo Velasco Quesada
Departament d'Enginyeria Electrònica (DEE)
Universitat Politècnica de Catalunya (UPC)

MODELO DE TRAYECTORIA DEL SOL Y RADIACIÓN SOLAR DE PVGIS

A continuación se describe detalladamente el modelo usado en PVGIS. La nomenclatura de algunas variables se ha modificado por el simple hecho de facilitar la lectura de las expresiones. Para más información sobre este modelo consultar el archivo original: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solmod3.htm>

1.1. Posición del Sol

1.1.1. Posición del Sol respecto a la superficie horizontal

El primer paso para obtener la radiación disponible es conocer la posición del Sol en el instante calculado. La posición del Sol respecto a la superficie horizontal queda determinada por la altura solar α_s (el ángulo entre el plano horizontal y la línea de radiación directa del Sol) y el azimut solar γ_s (el ángulo entre el meridiano medido desde el este y la proyección en el plano horizontal de la radiación directa). Estas dos componentes se calculan de la siguiente manera (Krcho 1990 y Jenčo 1992):

$$\sin \alpha_s = C_{31} \cdot \cos \omega + C_{33} \quad (1)$$

$$\cos \gamma_s = \frac{C_{11} \cdot \cos \omega + C_{13}}{\sqrt{(C_{22} \cdot \sin \omega)^2 + (C_{11} \cdot \cos \omega + C_{13})^2}} \quad (2)$$

Donde los parámetros C_{ij} se calculan como:

$$\begin{aligned} C_{11} &= \sin n \cdot \cos \delta \\ C_{13} &= -\cos n \cdot \sin \delta \\ C_{22} &= \cos \delta \\ C_{31} &= \cos n \cdot \cos \delta \\ C_{33} &= \sin n \cdot \sin \delta \end{aligned} \quad (3)$$

La declinación δ (la posición angular del sol al mediodía solar respecto al plano del ecuador, en radianes) se calcula según Gruter (1984):

$$\delta = \arcsin \left(0,3978 \cdot \sin \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n}{365,25} - 1,4 + 0,0355 \cdot \sin \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n}{365,25} - 0,0489 \right) \right) \right) \quad (4)$$

Donde 'n' es el número de día (de 1 a 365) mientras que la hora angular ω (el desplazamiento angular del Sol debido a la rotación terrestre, en radianes) se calcula a partir de la hora solar local 't' expresada en horas decimales en el formato de 24 horas:

$$\omega = 0,261799(t - 12) \quad (5)$$

La hora angular en el momento de la salida o de la puesta del sol respecto la superficie horizontal puede calcularse como:

$$\cos \omega_{s,p} = -\frac{C_{33}}{C_{31}} \quad (6)$$

1.1.2. Posición del Sol respecto a una superficie inclinada

La posición del Sol respecto a una superficie inclinada está definida por el ángulo de incidencia θ (el ángulo entre la radiación directa en una superficie y la normal a dicha superficie). Si una superficie inclinada queda definida por su ángulo de inclinación β y su ángulo azimut γ (el ángulo entre el meridiano y la proyección horizontal de la normal de la superficie en cuestión), el ángulo de incidencia queda definido por (Krcho 1990 y Jenčo 1992):

$$\sin \theta = C'_{31} \cdot \cos(\omega - l') + C'_{33} \quad (7)$$

Donde:

$$\begin{aligned} C'_{31} &= \cos n' \cdot \cos \delta \\ C'_{33} &= \sin n' \cdot \sin \delta \end{aligned} \quad (8)$$

Y a su vez:

$$\begin{aligned}\sin n' &= -\cos n \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma + \sin n \cdot \cos \beta \\ \tan l' &= -\frac{\sin \beta \cdot \sin \gamma}{\sin n \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma + \cos n \cdot \cos \beta}\end{aligned}\quad (9)$$

Mientras que la hora angular en el momento de la salida o de la puesta del sol respecto a una superficie horizontal puede calcularse como:

$$\cos \omega_{S,P} = -\frac{C'_{33}}{C'_{31}} \quad (10)$$

1.2. Radiación bajo cielo despejado

1.2.1. Radiación directa en superficie horizontal e inclinada

Fuera de la atmósfera, la radiación directa se conoce como la constante solar G_{SC} y tiene un valor de 1367 W/m^2 (Page 1986). De todas maneras, la órbita terrestre es ligeramente excéntrica por lo que la distancia entre el Sol y la Tierra varía durante el año. Por esto mismo se aplica un factor corrector, que depende del día del año 'n', al cálculo de la radiación extraterrestre G_0 (W/m^2):

$$G_0 = G_{SC} \cdot \left(1 + 0,03344 \cdot \cos \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n}{365,25} - 0,048869 \right) \right) \quad (11)$$

La radiación directa atenuada por la atmósfera (sin nubes) se calcula como sigue:

$$B_{0C} = G_0 \cdot e^{-0,8662 \cdot T_{LK} \cdot m \cdot d_R(m)} \quad (12)$$

El término $-0,8662 \cdot T_{LK}$ es el índice de turbidez Linke (adimensional) corregido por Kasten (1996). El parámetro 'm' es la masa de aire óptica relativa calculada usando la siguiente ecuación (Kasten and Young 1989):

$$m = \frac{e^{-z/8434.5}}{\sin(\alpha_S^{ref}) + 0,50572 \cdot (\alpha_S^{ref} + 6,07995)^{-1,6364}} \quad (13)$$

Donde 'z' es la altura (m) del sitio en cuestión y α_0^{ref} es la altura solar corregida (en grados) por la componente de refracción atmosférica $D\alpha_0^{ref}$:

$$\begin{aligned}D\alpha_S^{ref} &= 0,061359 \cdot \frac{0,1594 + 1,123 \cdot \alpha_S + 0,065656 \cdot \alpha_S^2}{1 + 28,9344 \cdot \alpha_S + 277,3971 \cdot \alpha_S^2} \\ \alpha_S^{ref} &= \alpha_S + D\alpha_S^{ref}\end{aligned}\quad (14)$$

El parámetro $d_R(m)$ es el espesor óptico de Rayleigh a una masa de aire ' m ' y se calcula conforme la ecuación mejorada por Kasten (1996) como sigue:

para $m \leq 20$

$$d_R(m) = \frac{1}{6,6296 + 1,7513 \cdot m - 0,1202 \cdot m^2 + 0,0065 \cdot m^3 - 0,00013 \cdot m^4}$$

para $m > 20$

$$d_R(m) = \frac{1}{10,4 + 0,718 \cdot m} \quad (15)$$

La radiación directa en la superficie horizontal B_{hC} (W/m^2) para una altura solar dada se calcula como:

$$B_{hC} = B_{0C} \cdot \sin \alpha_S \quad (16)$$

Mientras que para una superficie inclinada se calcula como:

$$B_{iC} = B_{0C} \cdot \sin \theta$$

ó

$$B_{iC} = B_{hC} \cdot \frac{\sin \theta}{\sin \alpha_S} \quad (17)$$

1.2.2. Radiación difusa en superficie horizontal e inclinada

Cuando el cielo despejado se enturbia, la radiación difusa aumenta mientras que la directa disminuye. La estimación de la componente difusa en superficie horizontal D_{hC} (W/m^2) se calcula como el producto de la radiación extraterrestre G_0 , la transmisión difusa ' T_n ' función del índice de turbidez Linke y la altura solar difusa ' F_d ' función de la altura solar (Scharmer and Greif 2000):

$$D_{hC} = G_0 \cdot T_n(T_{LK}) \cdot F_d(\alpha_S) \quad (18)$$

La estimación de la transmisión difusa proporciona un valor teórico de la radiación difusa en superficie horizontal con el Sol en vertical para un índice de turbidez Linke dado:

$$T_n(T_{LK}) = -0,015843 + 0,030543 \cdot T_{LK} + 0,0003797 \cdot T_{LK}^2 \quad (19)$$

La función de la altura solar se evalúa usando la siguiente ecuación:

$$F_d(\alpha_S) = A_1 + A_2 \cdot \sin \alpha_S + A_3 \cdot \sin^2 \alpha_S \quad (20)$$

Donde los coeficientes 'A' también dependen del índice de turbidez Linke:

$$\begin{aligned}
 A'_1 &= 0,26463 - 0,061581 \cdot T_{LK} + 0,0031408 \cdot T_{LK}^2 \\
 \text{si } A'_1 \cdot T_n(T_{LK}) &< 0,0022 \\
 A_1 &= \frac{0,0022}{T_n(T_{LK})} \\
 \text{si } A'_1 \cdot T_n(T_{LK}) &\geq 0,0022 \\
 A_1 &= A'_1 \\
 A_2 &= 2,04020 + 0,018945 \cdot T_{LK} - 0,011161 \cdot T_{LK}^2 \\
 A_3 &= -1,3025 + 0,039231 \cdot T_{LK} + 0,0085079 \cdot T_{LK}^2
 \end{aligned} \tag{21}$$

El modelo para estimar la radiación difusa bajo cielo despejado en una superficie inclinada D_{iC} (W/m^2) distingue entre superficies iluminadas, potencialmente iluminadas y sombreadas. Las ecuaciones son como siguen (Muneer 1990):

a) Para superficies iluminadas por el Sol y con el cielo no nublado (α_S en radianes):

$$\begin{aligned}
 \text{si } \alpha_S &\geq 0,1 \\
 D_{iC} &= D_{hC} \cdot \left[F(\beta) \cdot (1 - K_b) + K_b \cdot \frac{\sin \theta}{\sin \alpha_S} \right] \\
 \text{si } \alpha_S &< 0,1 \\
 D_{iC} &= D_{hC} \cdot \left[F(\beta) \cdot (1 - K_b) + K_b \cdot \frac{\sin \beta \cdot \cos A_{LN}}{0,1 - 0,008 \cdot \alpha_S} \right]
 \end{aligned} \tag{22}$$

Donde:

$$\begin{aligned}
 A_{LN}^* &= \gamma_S - \gamma \\
 \text{si } -\pi &\leq A_{LN}^* \leq \pi \\
 A_{LN} &= A_{LN}^* \\
 \text{si } A_{LN}^* &> \pi \\
 A_{LN} &= A_{LN}^* - 2\pi \\
 \text{si } A_{LN}^* &< -\pi \\
 A_{LN} &= A_{LN}^* + 2\pi
 \end{aligned} \tag{23}$$

b) Para superficies en sombra (con $\theta < 0$ y $\alpha_S \geq 0$):

$$D_{iC} = D_{hC} \cdot F(\beta) \tag{24}$$

La función $F(\beta)$ se calcula a partir de la siguiente ecuación (β en radianes):

$$F(\beta) = r_i(\beta) + N \cdot \left(\sin \beta - \beta \cdot \cos \beta - \pi \cdot \sin^2 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \tag{25}$$

Donde $r_i(\beta)$ es la fracción de cielo vista por la superficie inclinada (adimensional):

$$r_i(\beta) = \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (26)$$

El valor de 'N' para superficies en sombra es 0,25227 mientras que para superficies iluminadas por el Sol se calcula como:

$$N = 0,00263 - 0,712 \cdot K_b - 0,6883 \cdot K_b^2 \quad (27)$$

El parámetro K_b representa la cantidad de radiación directa disponible, es decir, la proporción entre la radiación directa y la radiación extraterrestre en superficie horizontal:

$$K_b = \frac{B_{hc}}{G_0 \cdot \sin \alpha_s} \quad (28)$$

1.2.3. Radiación reflejada en superficie inclinada

La estimación de la radiación reflejada para superficies inclinadas (R_i) se basa en una suposición isotrópica. La radiación reflejada recibida por una superficie inclinada (W/m^2) es proporcional a la radiación global en superficie inclinada G_{hc} , al valor de albedo ρ_g y a la fracción del suelo vista por la superficie inclinada $r_g(\beta)$ (Muneer 1997):

$$R_i = \rho_g \cdot G_{hc} \cdot r_g(\beta) \quad (29)$$

Donde:

$$r_g(\beta) = \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (30)$$

La radiación global en superficie horizontal G_{hc} (W/m^2) es dada por la suma de la componente directa y difusa:

$$G_{hc} = B_{hc} + D_{hc} \quad (31)$$

Los valores típicos de albedo (ρ_g) para distintos tipos de superficies están listados en Scharmer and Greif (2000). Generalmente se adoptan valores de entre 0,2 y 0,15.

1.3. Cálculo de la radiación real

1.3.1. Radiación en superficies horizontales

Para el cálculo de la radiación G_h en superficie horizontal con el cielo nublado se multiplican los valores de radiación G_{hc} obtenidos anteriormente por el índice de claridad k_c (Beyer et al, 1996):

$$G_h = G_{hc} \cdot k_c \quad (32)$$

El índice k_c representa la transmisión atmosférica expresada como el ratio entre la radiación global horizontal bajo condiciones reales y bajo cielo despejado. Este índice se puede calcular a partir de valores medidos de radiación global G_{HS} en estaciones meteorológicas y los valores de radiación G_{hC} calculados previamente:

$$k_c = \frac{G_{hS}}{G_{hC}} \quad (33)$$

1.3.2. Radiación en superficies inclinadas

Para el cálculo de la radiación en superficies inclinadas hay que tratar las tres componentes de la radiación por separado, de manera que primero se calcula la radiación difusa D_h y directa B_h en superficie horizontal a partir del valor de radiación difusa D_{hS} usualmente medido en las estaciones meteorológicas:

$$D_h = G_h \cdot \frac{D_{hS}}{G_{hS}} \quad (34)$$

$$B_h = G_h - D_h \quad (35)$$

Por último, para el cálculo de la radiación global real en superficie inclinada se utilizan las ecuaciones (17), (22), (24) y (29) sustituyendo en este caso los valores de radiación en cielo despejado por los reales de manera que se obtiene:

$$B_i = B_h \cdot \frac{\sin \theta}{\sin \alpha_s} \quad (36)$$

$$D_i = D_h \cdot F(\beta) \quad (37)$$

$$R_i = \rho_g \cdot G_h \cdot r_g(\beta) \quad (38)$$